

République Algérienne Démocratique Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale polytechnique

Département électronique



Projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Electronique

Redimensionnement des vannes de régulations au niveau
du capteur de bouchons " slug catcher" afin de maintenir le
niveau d'huile dans le ballon en vue d'une augmentation
future d'effluent en CPF de EL-Merk Groupement Berkine

HAKEM Wail

BENTIBA Abdelhadi

Sous la direction de : M. LARBES Cherif, Professeur (ENP)

M. HOUHAMDJ Mohamed Ingénieur d'Instrumentation (Groupement Berkine El-Merk)

Présenté et soutenu publiquement le (10/10/2022)

Composition du Jury :

Rachid ZERGUI, Président

Mohamed TAGHI, Examineur

L'année **2022**

République Algérienne Démocratique Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale polytechnique

Département électronique



Projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Electronique

Redimensionnement des vannes de régulations au niveau
du capteur de bouchons " slug catcher" afin de maintenir le
niveau d'huile dans le ballon en vue d'une augmentation
future d'effluent en CPF de EL-Merk Groupement Berkine

HAKEM Wail

BENTIBA Abdelhadi

Sous la direction de : M. LARBES Cherif, Professeur (ENP)

M. HOUHAMDI Mohamed Ingénieur d'Instrumentation (Groupement Berkine El-Merk)

Présenté et soutenu publiquement le (10/10/2022)

Composition du Jury :

Rachid ZERGUI, Président

Mohamed TAGHI, Examineur

L'année 2022

ملخص

يتناول هذا المشروع المشكلة التي تمت مواجهتها أثناء زيادة عدد الآبار عند مدخل محطة الفصل في سي بي أف التابع لمجموعة المرك بركين والتي تولد مشاكل في تنظيم المستوى تجنب LHH من أجل (مستوى مرتفع مرتفع).

حاليا، أثناء فصل الغاز والزيوت عن البترول، توجد 4 آبار عند المدخل وصمامات التحكم في المستوى الكهربائي متصلة بالمدخل للمساعدة في الحفاظ على المستوى بالقرب من 50 بالمئة، وهذا بي أف أو موجه لحل هذه المشكلة من خلال اقتراح حلين وننتهي في نهاية المطاف بإبرام الحل الأمثل وهو أنه حتى في حالة زيادة عدد الآبار، فسوف نتجنب دائما مشكلة أل أش حيث سيكون لدينا الغاز والزيوت يمتزجان.

كلمات مفتاحية:

الصمامات الكهربائية، تنظيم المستوى، فصل الغاز والزيوت عن النفط، زيادة عدد الآبار المستوى مرتفع.

Abstract

This document deals with the problem encountered during the increase in the number of well at the entrance to the separation station at the CPF of El-Merk Groupement Berkine which generates problems of level regulation in order to avoid the situation of LHH (Level High High).

Currently, during the separation of gas and oil from oil, there are 4 wells at the entrance and electric level control valves which are connected to the entrance to help maintain the level in the vicinity of 50%, this PFE is oriented to solve this problem by proposing two solutions and to end up concluding the optimum solution that even in the event of an increase in the number of wells we will always avoid the LHH problem where we will have the gas and the oil which mix.

Keywords:

Electric valves, level regulation, separation of gas and oil from oil, increase in the number of wells, Level High High.

Résumé

Ce projet traite la problématique rencontrée lors de l'augmentation de nombre de puits à l'entrée de la station de séparation au CPF de El-Merk Groupement Berkine qui engendre des problèmes de régulation de niveau afin d'éviter la situation de LHH (Level High High).

Actuellement, lors de la séparation du gaz et des huiles du pétrole, il existe quatre pompes à l'entrée et des vannes électriques de régulation de niveau qui sont reliées à l'entrée pour permettre de maintenir le niveau au voisinage de 50%.

Ce projet de fin d'études est orienté pour résoudre cette problématique en proposant deux solutions, puis en concluant sur la solution optimale. Ainsi, même en cas d'augmentation du nombre de puits, nous éviterons toujours la problématique de LHH où le gaz et l'huile se mélangent.

Mots clés :

Vannes électrique, régulation de niveau, séparation du gaz et des huiles du pétrole, augmentation du nombre de puis, Level High High.

Dédicace

“ *Je dédie ce travail à ...*

*En premier lieu à mes parents, sans lesquels je n’y serai jamais ici, qui
me sont d’un grand soutien par leurs
sacrifices et leurs encouragements*

Que Dieu me les garde

*A mes frères et sœurs qui m’ont soutenu durant tout mon cursus
scolaire. Les mots ne suffisent guère pour exprimer l’attachement,
l’amour, et l’affection que je porte pour vous.*

*Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de
réussite.*

A mon binôme et ami Abdelhadi

A tous mes chers amis

A tous ceux qui me sont chers, à vous tous

Merci.

”

- **Wail**

Dédicace

“

Je dédie ce travail à ...

A mes parents qui m'ont soutenu durant tout mon cursus scolaire et surtout dans les moments les plus difficiles rencontrés pendant toutes ces années d'études. Aussi de m'avoir poussé vers l'avant.

A mes sœurs, de m'avoir félicité durant mes succès et m'encourager dans les moments un peu difficiles.

A toute la famille

A mon binôme et mon ami Wail

A mes chers amis

A tous ceux qui me sont chers, à vous tous

Merci

”

- *Abdelhadi*

Remerciements

Avant tous nous remercions le Bon dieu de nous avoir indiqué le bon chemin et la voie du Savoir.

C'est par un soupir de soulagement que nous nous avançons afin de présenter nos remerciements à tous ceux qui nous ont aidés à réaliser notre modeste travail.

Pour commencer, nous tenons spécialement à remercier avant tout le personnel de notre département, qui a veillés a nous donner une formation de haute niveau, commençons par notre cher Chef de Département Mr.Mohamed O. TAGHI.

Nous exprimons nos remerciements les plus chaleureux et notre gratitude la plus sincère envers nos enseignants pour leur passion et leur volonté de nous donner chaque jour le meilleur d'eux-mêmes afin d'enrichir nos connaissances. Nous les remercions pour tout ce qu'ils nous ont appris depuis notre première année jusqu'à aujourd'hui.

- *Notre encadreur Mr. LARBES Cherif, Professeur (ENP).*
- *Notre encadreur M. HOUHAMDI Mohamed Ingénieur d'Instrumentation (Groupement Berkine El-Merk)*
- *Les membres de jury d'avoir accepté d'examiner et d'estimer notre travail.*

À toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à réussir ce modeste travail, nous exprimons notre profonde gratitude.

Merci à toutes et à tous.

Contents

Liste des figures

Table des abréviations

Introduction Générale	13
CHAPITRE 1 : Champ El-Merk	15
1 Définition du champ El-Merk	16
2 Fonctionnement de CPF	17
2.1 Dimensionnement des installations	17
2.2 Puits producteurs, puits d'injection gaz et d'eau	17
2.3 Réception de la production au CPF	17
2.4 Traitement du brut	18
2.5 Compression des gaz	18
2.6 Déshydratation	19
2.7 Récupération des GPL	20
2.8 Séparation des GPL	20
2.9 Fractionnement des GPL	20
CHAPITRE 2 : Les systèmes de Champ EL-Merk	23
1 Les systèmes ICSS d'el merk	24
2 Système de Contrôle et de Surveillance (CMS)	24
3 Système de protection(SGS)	24
4 Système de contrôle incendie et gaz (FGS)	24
5 Système de télésurveillance et acquisition de données (SCADA)	24
6 Système de gestion des biens (AMS)	25
7 Gestionnaire avancé d'alarme (AAM)	25
8 Système d'allocation de produits (PAS)	25
9 Système de protection de machines (MPS)	25
10 Système d'historique et d'information de l'usine (PIMS) :	25
11 Système de gestion de l'information de laboratoire (LIMS)	25
12 Système de diffusion publque et d'alarme générale (PAGA - par Telecom).....	26
13 Les systèmes suivants sont implémentés dans le CMS	26
14 Hiérarchie d'arrêt de l'usine.....	26
14.1 Arrêt de niveau 1 (abandon des installations):	26

14.2	Arrêt de niveau Level 2.....	26
14.3	Arrêt de niveau 3 (PSD)	26
14.4	Arrêt de niveau 4 (unité/train) :	27
14.5	Arrêt d'équipement de niveau 5 :	27
15	Système FIRE & GAZ	27
15.1	Interfaces du système de F&G	27
15.2	Détecteurs de F&G	28
16	Système de déluge	28
17	Système de CO2 pour bâtiment	28
18	Interface du système de HVAC.....	28
CHAPITRE 3 : Instrumentation et Régulation		30
1	Instrumentation	31
1.1	Eléments des boucles	31
2	Régulation	34
2.1	Le régulateur PID.....	34
CHAPITRE 4 : Etude de système Slug-Catcher.....		41
1	Etude du système de régulation de niveau dans le «Slug-Cather » :.....	42
1.1	Block 208 Condensate Slug Catcher	43
1.2	Oil Slug Catcher	44
1.3	Block208 Oil Slug catcher (Primary and Secondary Separator).....	45
CHAPITRE 5 : Partie pratique.....		48
1	Objectif du procédé de control :	49
2	Principe de régulation :	49
3	Problématique :	49
4	Calcul des fonctions de transfert :	52
5	Identification de système :	53
5.1	La vanne V:	53
5.2	Le système (procédé):	54
6	Le calcul théorique des fonctions de transfert :	54
7	Le calcul pratique des fonctions de transfert :	56
8	Méthode de Broida pour un système premier ordre (debit)	57
9	Méthode rapide pour un système intégrateur ou instable (niveau):	59
10	Simulation Matlab	60
10.1	Lancement de la simulation : Simulink Matlab	61
10.2	Augmentation du debit d'entrée (ajout de nouveaux puits):	62

11	Solution :.....	64
11.1	Option 1.....	64
11.2	Option 2.....	65
	Conclusion générale :	67
	Les références	68

Liste des figures

FIGURE 1:DIAGRAMME GÉNÉRAL DE PROCÉDÉ (CPF.).....	16
FIGURE 2: DIAGRAMME GÉNÉRAL DE PROCÉDÉ (CPF.).....	22
FIGURE 3: PROTOTYPE D'UNE BOUCLE DE RÉGULATION SIMPLE	31
FIGURE 4:RÉGULATEUR PID.....	34
FIGURE 5: ACTION PROPORTIONNELLE.....	34
FIGURE 6: ACTION INTÉGRALE	35
FIGURE 7: ACTION DÉRIVÉE	36
FIGURE 8: EXEMPLE DE RÉGULATION FEEDBACK.....	36
FIGURE 9: ECHANGEUR THERMIQUE	37
FIGURE 10: RÉGULATION CASCADE.....	37
FIGURE 11: VARIABLE D'ÉTAT MI.....	38
FIGURE 12: BOUCLE DE RÉGULATION	38
FIGURE 13: RÉGULATION SPLIT RANGE	39
FIGURE 14: EXEMPLE DE LA RÉGULATION SPLIT RANGE	40
FIGURE 15: TRAITEMENT GAZ CONDENSAT	42
FIGURE 16: BLOC 208 GAZ CONDENSAT SLUG-CATCHER.....	44
FIGURE 17: OIL SLUG CATCHER	45
FIGURE 18: BLOC 208 GAZ CONDENSAT SLUG-CATCHER ET HUIL-COND	46
FIGURE 19: SCHÉMA DE SYSTÈME.....	50
FIGURE 20: P&ID DU SLUG CATHER.....	51
FIGURE 21: SCHÉMA BLOC DE LA BOUCLE DE SYSTÈME.	51
FIGURE 22: SCHÉMA VANNE	55
FIGURE 23: INTERFACE CENTUM VP "BLOC208"	56
FIGURE 24: INTERFACE CENTUM VP "08FIC10001"	57
FIGURE 25: INTERFACE CENTUM VP "08LIC10001"	57
FIGURE 26: PRINCIPE DE LA MÉTHODE DE BROIDA	58
FIGURE 27: PRINCIPE DE LA MÉTHODE RAPIDE	59
FIGURE 28: SCHÉMA BLOC DE SIMULATION « SIMULINK ».....	60
FIGURE 29: RÉPONSE DU NIVEAU ÉTAT ACTUEL	61
FIGURE 30: RÉPONSE DU QOUT(VANNE1) ÉTAT ACTUEL	61
FIGURE 31: RÉPONSE DU QIN-QOUT ÉTAT ACTUEL.....	62
FIGURE 32: RÉPONSE NIVEAU ÉTAT ACTUEL	62
FIGURE 33: RÉPONSE DU QOUT(VANNE1) ÉTAT ACTUEL	62
FIGURE 34: RÉPONSE DU QIN-QOUT ÉTAT ACTUEL:.....	63
FIGURE 35: RÉPONSE NIVEAU ÉTAT ACTUEL	63
FIGURE 36: RÉPONSE DU QOUT (VANNE1) ÉTAT ACTUEL	63
FIGURE 37: RÉPONSE DU QIN-QOUT ÉTAT ACTUEL.....	64
FIGURE 38: SCHÉMA BLOC DE SIMULATION AVEC X=250000 « SIMULINK »	64
FIGURE 39: RÉPONSE NIVEAU APRÈS SOLUTION1	64
FIGURE 40: RÉPONSE DU QOUT (VANNE1) APRÈS SOLUTION1	65
FIGURE 41: RÉPONSE DU QIN-QOUT APRÈS SOLUTION.....	65
FIGURE 42: SCHÉMA BLOC DE SIMULATION SOLUTION AVEC DEUX VANNES « SIMULINK ».....	65
FIGURE 43: RÉPONSE NIVEAU APRÈS SOLUTION2	66
FIGURE 44: RÉPONSE DU QOUT (VANNE1) APRÈS SOLUTION2	66
FIGURE 45: RÉPONSE DU QIN-QOUT APRÈS SOLUTION2.....	66

Table des abréviations

AGC	Associated Gas Compressor
AMS	Asset Management System
BGC	Booster Gas Compressor
CMS	Control And Monitoring System
DRC	Dehydration Regeneration Compressor
F&G	Fire & Gas
IGC	Injection Gas Compressor
LIER	Local Instrument Equipment Room
LIMS	Laboratory Information Management System
MPS	Machinery Protection System
PAS	Product Allocation System
RGC	Residue Gas Compressor
SB1	Substation Building-1
SB2	Substation Building-2
SGS	Safeguarding System
SIL	Safety Integrity Level
UCP	Unit Control Panel

Introduction Générale

Introduction Générale :

L'automatisation et la régulation des processus sont des domaines clés pour les industries de production, notamment l'industrie pétrolière et gazière.

Dans ce contexte, la régulation des niveaux de liquides dans les réservoirs est essentielle pour maintenir une production efficace et stable. Le présent mémoire de fin d'études se concentre sur l'optimisation de la régulation des niveaux de liquides dans les réservoirs de production pétrolière chez SONATRACH, en étudiant un cas spécifique. En tant qu'ingénieurs en électronique, nous avons appliqué nos connaissances et compétences en matière de contrôle automatique pour résoudre ce problème de régulation et nous avons proposé des solutions techniques pour améliorer la production pétrolière de l'entreprise.

Dans ce mémoire, nous allons présenter en détail le contexte de l'étude, les objectifs et les résultats de nos recherches, ainsi que les solutions proposées pour optimiser la régulation des niveaux de liquides dans les réservoirs de production pétrolière chez SONATRACH.

CHAPITRE 1 : Champ El-Merk

1 Définition du champ El-Merk

Le projet El Merk correspond à isolés d'hydrocarbures situés l'exploitation de dépôts approximativement à 220 km au sud-est d'Hassi Messaoud.

La zone de production a été découpée en 4 secteurs :

- Le block 208 (El Merk), qui regroupe 4 champs :
 - EKT (El Kheit eh Tessekha).
 - EMN (El Merk Nord).
 - EME (El Merk Est).
 - EMK / MLSE (champ groupé d'El Merk et de Menzel Ledjmat Sud-Est).
- Le block 405A (Menzel Ledjmet), déjà partiellement exploité avec les installations de production et d'export de Menzel Ledjmet Nord (MLN). Le gisement TAGI du sud-est de MenzLledjmat (MLSE) sera envoyé vers le CPF d'El Merk et traité en même temps que la production du site.
- Les blocks 404 et 403a sont déjà opérés par le Groupement Berkine à l'aide du CPF d'HassiBerkine qui traite la production des champs HBNS et de ses satellites, ainsi que les champs HBN. Ce CPF ne possédant pas d'unité de récupération de GPL, les gaz riches récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El Merk pour y être traités. [1]

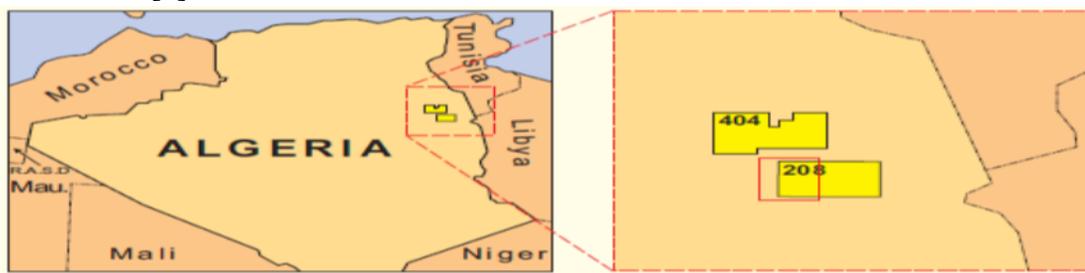


Figure 1:Diagramme général de procédé (CPF.) [1]

Le CPF d'El Merk est voisin d'un certain nombre de pipeline d'export de gaz et de brut. La production des installations rejoint un réseau de pipelines existant à GassiTouil, à environ 160 km à l'ouest d'El Merk.

- Les gisements d'El KheitehTessekha (EKT) et El Merk Nord (EMN) produisent un mélange d'huile et de gaz dans des proportions d'environ 40/60.
- Les gisements d'El Merk (EMK) et d'El Merk Est (EME) produisent un mélange d'huile avec beaucoup de gaz (proportions 20/80).
- Les champs d'El Merk Est (EME) produisent également un mélange de condensats et de gaz dans des proportions allant de 10/90 à 15/85.

Le site d'ELMERK est équipé de :

- Une base industrielle, avec bureaux, laboratoires, ateliers et entrepôts.
- Une base vie prévue pour accueillir 390 personnes. [1]

2 Fonctionnement de CPF

2.1 Dimensionnement des installations

L'installation de production centrale (CPF : Central Production Facility) a été conçue avec une durée de fonctionnement prévue de 25 ans.

La totalité du gaz produit, moins la récupération des GPL et le Fuel Gaz utilisé sur le site, sera réinjectée dans les réservoirs.

La récupération du pétrole sera facilitée par drainage / injection d'eau et de gaz dans des puits injecteurs.

2.2 Puits producteurs, puits d'injection gaz et d'eau

L'huile et les condensats de gaz des différents champs sont rassemblés dans des stations de collecte de champ (FGS : Field Gathering Stations). À partir de ces stations, la production est exportée à l'aide de collecteurs vers le CPF, où l'huile, les condensats et les GPL sont séparés, traités et stockés avant d'être exportés par pipeline vers GassiTouil.

Le gaz produit au CPF destiné vers l'injection est transporté via pipeline vers les puits d'injections de gaz (GAZ FIELD) afin d'être injecter dans la nappe pour maintenir la pression de l'huile constante dans le puits la pression ces puits sont muni d'HPU (HYDROLIQUE POWER UNIT), de vannes de sécurité (VANNES TETES DE PUIITS) et un système entièrement automatisé PLC.

Les puits d'eau ou (WATER DILLUTION) sont utilisés pour la dilution de l'huile une fois que ce dernier soit plus lourd à sa sortie du puits dans le future, ces puits sont muni d'HPU (HYDROLIQUE POWER UNIT), de vannes de sécurité (VANNES TETES DE PUIITS) et un système entièrement automatisé PLC, avec un système anti corrosion. [2]

2.3 Réception de la production au CPF

D'une manière générale, on commence par séparer la production en 3 phases :

- Le gaz, qui est envoyé vers l'unité de récupération des GPL. Selon sa pression, il est préalablement comprimé à une pression suffisante.
- Les hydrocarbures liquides, envoyés vers les 2 trains de séparation huile/condensats.
- L'eau produite, séparée par décantation : cette eau est traitée puis réinjectée dans les réservoirs.

Au CPF, la production des différents puits est réceptionnée dans 3 unités de traitement, dont le rôle est de réaliser une première séparation bi-phasique (gaz/liquide) ou tri-phasique (gaz/hydrocarbures/liquides).

- Une première unité est dédiée à la réception du mélange gaz/condensats du block 208 :
 - L'eau produite par décantation est envoyée sur une unité de traitement spécifique.
 - Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers les trains de séparation brut/condensats.
 - Le gaz à haute pression (environ 71 bar) est envoyé vers l'unité de déshydratation, au refoulement des compresseurs booster.
 - Une seconde sortie de gaz, à pression plus faible (environ 41 bar) est envoyée à l'aspiration des compresseurs booster.

- Une seconde unité est dédiée à la réception de l'huile produite sur le block 208.
- Une dernière unité est dédiée à la réception des gisements groupés d'El Merk (EMK) et de Menzel Ledjmat Sud-Est (MLSE).

Pour ces 2 dernières installations:

- L'eau produite est traitée dans des installations adaptées, puis envoyée vers les puits d'injection d'eau.
- Le gaz, à une pression d'environ 41 bar, est envoyé à l'aspiration des compresseurs booster.

2.4 Traitement du brut

Le CPF est équipé de 2 trains de traitement, chaque train étant dimensionné pour assurer 50% de la capacité nominale du CPF.

Les hydrocarbures liquides sont admis sur chaque train où ils subissent les traitements suivants :

2.4.1 Nouvelle séparation tri-phasique:

- Le gaz récupéré dans le séparateur HP est envoyé à l'aspiration du second étage des compresseurs jumelés (AGC).
- L'eau produite est envoyée vers l'installation de traitement des eaux.
- Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers la partie dessalage.

2.4.2 Dessalage:

Les sels en suspension dans les hydrocarbures sont éliminés par un lavage à l'eau de source, suivi d'une décantation :

- Le gaz dégazé des séparateurs est envoyé à l'aspiration du premier étage des compresseurs jumelés (AGC).
- Les hydrocarbures sont envoyés vers la partie stabilisation du brut.
- L'eau de lavage, chargée en sels, est envoyée vers l'installation de traitement des eaux, avant réinjection vers les réservoirs.

2.4.3 Stabilisation du brut:

- Les caractéristiques du brut (principalement tension de vapeur) sont ajustées par distillation et élimination des fractions les plus volatiles (condensats) :
- Le brut stabilisé est envoyé vers le stockage dédié.
- Les condensats sont envoyés vers l'unité de récupération des condensats.

2.4.4 Récupération et stabilisation:

Des condensats, où les caractéristiques des condensats (tension de vapeur et densité) sont ajustées par mélange, puis envoyés vers leur stockage dédié.

2.5 Compression des gaz

L'unité de récupération des GPL fonctionne avec une pression d'entrée voisine de 70 bar, mais doit être en mesure de traiter les différents dégazages du CPF.

De ce fait la re-compression de ceux-ci s'avère nécessaire. La compression des gaz est réalisée à l'aide de 2 séries de compresseurs :

- Les compresseurs jumelés (AGC : associated gas compressors) permettent de comprimer les dégazages issus des trains de traitement du brut.

Ces 3 compresseurs ont chacun une capacité correspondant à 50% du débit nominal : en fonctionnement normal, 2 compresseurs opèrent, le 3ème étant en secours.

Les compresseurs AGC sont des compresseurs centrifuges, à 2 étages de compression :

- Le 1er étage comprime le dégazage des équipements de la zone de dessalage de 1 bar à 15 bar.
- Le 2nd étage comprime jusqu'à 39,5 bar la sortie du 1er étage (après refroidissement et élimination des condensats) mélangée au dégazage des séparateurs HP des trains de traitement du brut.
- Les compresseurs booster (BGC), qui élèvent la pression du gaz à environ 70 barg :

Ces compresseurs centrifuges sont au nombre de 3, chaque compresseur ayant une capacité équivalant à 33% de la capacité nominale de l'unité.

Ils sont alimentés par:

- Le refoulement des compresseurs jumelés, après refroidissement et élimination des condensats.
- Le dégazage de la partie « basse pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208.
- Le dégazage des séparateurs à la réception de la production des puits « huile ».

Le refoulement des compresseurs booster, après refroidissement, est mélangé au dégazage de la partie « haute pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208, puis envoyé dans la section déshydratation.

2.6 Déshydratation

Le procédé de récupération des GPL nécessite des températures très basses pour liquéfier le propane et le butane. Afin de ne pas geler dans les équipements (diminution du transfert thermique, risque de bouchage), il est nécessaire d'éliminer toute trace d'humidité dans le gaz. Le gaz à traiter subit tout d'abord une première étape d'élimination grossière de l'humidité à l'aide d'un séparateur vertical, suivi par un filtre coalesceur. Les condensats récupérés sont réinjectés dans le procédé. Le gaz est ensuite légèrement surchauffé (+2°C) par injection de gaz sec chaud, puis circule dans des sécheurs garnis de tamis moléculaire où l'humidité restante est éliminée par adsorption.

Après un filtre de sécurité, pour éliminer les fines éventuellement entraînées, le gaz est admis sur le train de récupération des GPL. En cas d'indisponibilité de celui-ci, un by-pass permet d'injecter le gaz sec directement au refoulement des compresseurs de gaz résiduaux, afin de ne pas arrêter l'installation.

Les sécheurs sont régénérés par la circulation de gaz sec réchauffés dans un four au Fuel Gaz. Le gaz de régénération est ensuite refroidi puis renvoyé à l'entrée du séparateur initial après élimination des condensats, recyclés dans le procédé.

2.7 Récupération des GPL

Le train de récupération des GPL est dimensionné pour récupérer 90% du propane et du butane dans le gaz.

2.8 Séparation des GPL

La séparation des GPL est réalisée par refroidissement du gaz sous pression en 2 étapes :

- Un refroidissement par optimisation de la récupération d'énergie sur le procédé :
- Le gaz riche en GPL est refroidi par les gaz résiduaux froids, sortie absorbeurs dans une série d'échangeurs.
- Le GPL liquide récupéré dans un séparateur, est détendu avant son envoi vers le dé-éthaniseur ; cette détente contribue à abaisser la température du mélange bi-phasique, qui est utilisé pour refroidir le gaz riche et condenser du GPL.
- Un refroidissement par détente adiabatique du gaz dans les turbo-épancheurs (2 machines disposées en parallèle).

En cas d'indisponibilité d'un turbo-épancheur, le gaz peut également être refroidi par détente à l'aide d'une vanne spéciale (vanne « Joule-Thomson ») au prix d'une légère perte d'efficacité. [2]

2.9 Fractionnement des GPL

Le liquide et le gaz pauvre sont envoyés vers la section fractionnement composée de 3 colonnes :

- Un absorbeur, dont le rôle est d'optimiser la récupération des GPL dans le gaz pauvre.
- Un dé-éthaniseur, qui permet d'éliminer les fractions volatiles présentes dans le liquide.
- Un dé-butaniseur, qui permet d'éliminer les fractions lourdes présentes dans le GPL.

En sortie de dé-butaniseur, le GPL est envoyé vers son stockage dédié. Le fond du dé-butaniseur, composé de condensats légers, est retourné vers la partie récupération et stabilisation des condensats.

Les gaz résiduaux sortant en tête de l'absorbeur, sont envoyés vers les compresseurs de gaz résiduaux. Ces gaz froids sont utilisés pour refroidir les gaz riches et commencer la liquéfaction des GPL.

Compression des gaz résiduaux

Le gaz sortant en tête de l'absorbeur contient essentiellement du méthane et de l'éthane. Il est utilisé:

- Comme source d'énergie (Fuel Gaz) dans les fours du site et les turbines à gaz.
- Comme fluide utilité (réseaux de drain).
- Comme gaz d'injection.

Lorsque l'installation ne fonctionne pas à pleine capacité, il est possible d'améliorer le taux de récupération des GPL en recyclant une partie des gaz résiduaux à l'entrée du train de récupération des GPL. De manière à permettre ce recyclage, les gaz résiduaux sont comprimés à une pression d'environ 69 bar à l'aide de 2 compresseurs centrifuges entraînés par une turbine au gaz. Chaque compresseur possède 2 étages de compression et a une capacité équivalente à 50% du débit nominal.

Compression du gaz d'injection

La totalité du gaz produit, à l'exception des GPL récupérés et de la consommation de Fuel Gaz, est réinjectée dans les réservoirs :

- Pour augmenter le taux de récupération des hydrocarbures.
- Pour faciliter la récupération de l'huile (injection de gaz-lift).

Les gaz résiduaux sont comprimés jusqu'à une pression de 343,5 bar par 3 compresseurs centrifuges, chaque compresseur ayant une capacité égale à 33% de la capacité nominale de l'unité. Le gaz d'injection est envoyé par des collecteurs vers les sites d'injection.

Un dispositif de vaporisation de GPL est prévu de manière à pouvoir garantir le fonctionnement du CPF en cas d'indisponibilité de l'export GPL, en réinjectant le GPL excédentaire dans les gisements.

Stockages et export

Le CPF dispose de 3 stockages dédiés :

- Un stockage de brut.
- Un stockage de condensats.
- Un stockage de GPL.

Chaque stockage possède des capacités dédiées au produit conforme aux spécifications et d'autres capacités utilisées pour le recyclage dans les installations du produit hors-specs, à l'exception du stockage de condensats qui envoie les produits non conformes vers le bac de brut non conforme.

L'export du produit est réalisé par pompes équipées de booster.

Le comptage commercial du produit est réalisé en limite de batterie du CPF.

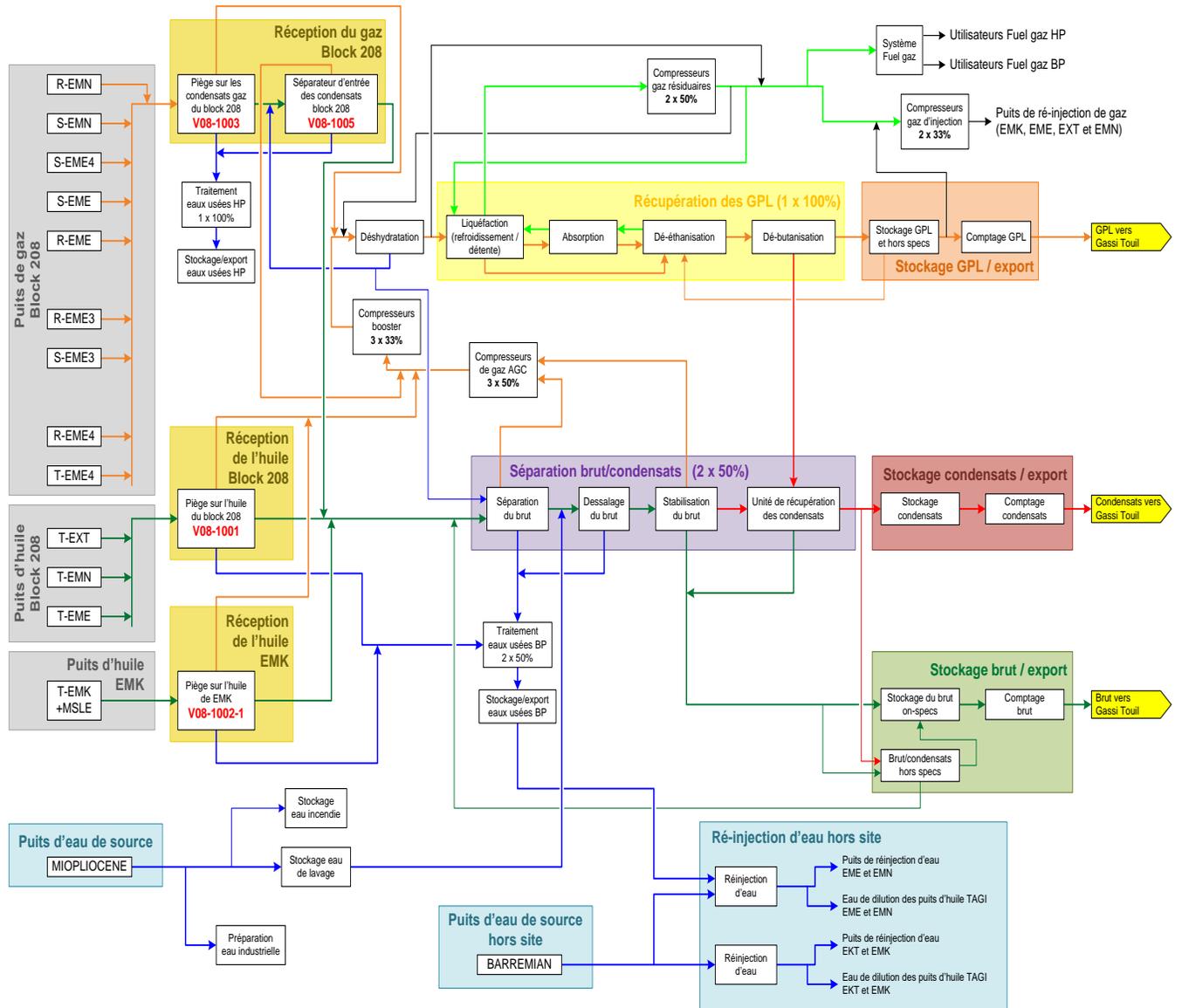


Figure 2: Diagramme général de procédé (CPF.) [9]

CHAPITRE 2 : Les systèmes de Champ EL-Merk

Les installations pétrolières et gazières utilisent plusieurs systèmes de contrôle et de surveillance pour surveiller les équipements, contrôler les processus, protéger contre les accidents et les incendies, et gérer la production. Ces systèmes comprennent des contrôleurs logiques programmables, des systèmes de contrôle distribué, des systèmes de surveillance et de contrôle de processus, des systèmes de protection contre les incendies et les gaz, des systèmes de télésurveillance et d'acquisition.

1 Les systèmes ICSS d'el merk

On peut distinguer trois modèles d'organisation dans les systèmes automatiques d'acquisition et de contrôle :

- Les PLC (Programmable Logic Controller)
- Le modèle DCS (Distributed Control System)
- Le modèle SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

2 Système de Contrôle et de Surveillance (CMS)

- A des fins de surveillance et de contrôle de processus.
- Fenêtre principale pour les opérations dans l'usine
- Connexions aux autres systèmes (Interface en série)

3 Système de protection(SGS)

- Fournit des fonctions de sécurité de processus
- Enregistreur de séquence d'événements
- Interface avec le système de commande distribué à des fins d'alarme et d'affichage
- Le système de SGS fourni pour ce projet est le système de commande de sécurité YOKOGAWA PROSAFE-RS.
- PROSAFE- RS est un système SIL-3 certifié par TUV conformément à IEC61508.
- 19 contrôleurs de SGS des installations de traitement centrale distribués dans différents LIER, conformément aux critères du projet.
- Chaque contrôleur de sécurité est capable de surveiller et de contrôler le procédé indépendamment et aussi les signaux d'échange câblés entre les déclenchements pour un arrêt de toute l'usine.
- Console câblée pour les boutons poussoirs d'arrêt de niveau.
- Unités centrales redondantes.
- Modules d'E/S redondants.
- .Relais certifiés SIL 3 avec fonctionnalité de surveillance de ligne. [8]

4 Système de contrôle incendie et gaz (FGS)

- Pour la surveillance du gaz et de l'incendie
- Fournit les fonctions d'alarme et de mitigation

5 Système de télésurveillance et acquisition de données (SCADA)

- Panneau de contrôle de tête de puits
- Contrôle du poste de rassemblement du champ
- Contrôle du poste de la vanne de blocage

6 Système de gestion des biens (AMS)

- Fournit un dispositif de communication sur champ
- Etalonnage de l'instrument (Configuration/Diagnostics)
- Gestion de l'information de maintenance
- Installation d'essai de la course partielle
- Essai d'audit

7 Gestionnaire avancé d'alarme (AAM)

- Pour réduire le flux des alarmes et les alarmes intempestives
- Fournit une suppression d'alarme
- Fournit un rayonnage des alarmes
- Fournit des outils et des rapports pour l'analyse des alarmes

8 Système d'allocation de produits (PAS)

- Il attribue l'huile, le condensat et le LPG produit en masse aux partenaires.

9 Système de protection de machines (MPS)

- Surveille les capteurs de vibration et de température des équipements rotatifs
- Fournit des déclics pour protéger les équipements

10 Système d'historique et d'information de l'usine (PIMS) :

Objectifs pour le serveur d'historique de données intégré (IDHS) :

- Pour fournir une capture de données en temps réel de CMS, SGS, F&G, RTU et des systèmes tiers comme précisé ici.
- Pour gérer la base de données des données de performance de l'équipement et de tant l'historique que la période en cours
- Pour fournir un accès à l'échelle de l'usine à toutes les données de processus d'une manière contrôlée et sécurisée
- Pour fournir une installation donnant les tendances pour la surveillance et la détection de pannes
- Pour fournir des routines graphiques pour surveiller le fonctionnement de l'usine.
- Pour fournir des rapports de performance pour surveiller le fonctionnement de l'usine
- Pour acquérir les résultats LIMS du système de laboratoire et rendre disponible à d'autres sous-systèmes et fournir des données au système d'allocation produit.

11 Système de gestion de l'information de laboratoire (LIMS)

- Fournit un système de gestion complet des données et une mise en lot du contrôle de qualité de laboratoire.
- Gestion de la collecte et analyse des échantillons manuels
- Gestion de l'analyse et mesure de laboratoire
- Transmission des données de laboratoire à ICSS Data Historian

12 Système de diffusion publique et d'alarme générale (PAGA - par Telecom)

- Les alarmes visuelles et audibles dans l'usine sont actionnées par le système PAGA.
- Utilisé pour alerter et avertir les personnes des dangers.
- ICSS – Architecture du système.
- ICSS – Stratégie d'implémentation du système de surveillance et de contrôle (CMS).

13 Les systèmes suivants sont implémentés dans le CMS

- Circuits ouverts (points de surveillance).
- Circuits fermés.
- Circuits complexes.

Les logiques de contrôle de l'ensemble mécanique suivant sont mis en oeuvre dans CMS :

- Compresseurs à air.
- Génération N2.
- Compression de gaz associés (AGC).
- BGC.
- Usine de traitement d'eaux usées.
- Pompes robustes.
- Unité de déshydratation du gaz.
- DRC.

Les ensembles suivants sont implémentés dans UCP et une surveillance complète est cependant fournie dans CMS.

- Compresseur de gaz à injection (IGC).
- Turbo expander et compresseur. [8]

14 Hiérarchie d'arrêt de l'usine

14.1 Arrêt de niveau 1 (abandon des installations):

Un arrêt de niveau 1 est une initiation manuelle d'un isolement de toutes les alimentations principales vers l'installation de traitement centrale et IB et l'arrêt total et la dépressurisation automatique de l'installation de traitement centrale. Un arrêt de niveau 1 est initié manuellement par le bouton-poussoir installé sur la console de la salle de commande centrale.

14.2 Arrêt de niveau Level 2

Un arrêt de niveau 2 est classé comme « Arrêt d'urgence (ESD) de niveau 2 » et un « Arrêt d'urgence d'incendie confirmé de niveau 2 ».

14.3 Arrêt de niveau 3 (PSD)

L'arrêt de niveau 3 est l'initiation d'un arrêt total sous pression (sauf air pour instruments, système d'azote et d'eau de source) et une dépressurisation automatique de l'installation de traitement centrale.

L'arrêt sous pression (PSD) est lancé par les causes suivantes :

- Perte d'alimentation électrique principale
- Gaz confirmé dans une des zones d'incendie
- Bouton poussoir dans la salle de commande centrale et divers emplacements de l'installation de traitement centrale (au nombre de 7)
- Pression très basse du réservoir d'air pour instruments
- Pression très basse du gaz combustible de pétrole liquéfié – niveau très haut du séparateur de torche HP et de torche BP.

14.4 Arrêt de niveau 4 (unité/train) :

C'est un arrêt de l'unité ou train qui est lancé par une des causes suivantes

- Transfert d'arrêt de niveau 3
- PB de groupe manuel
- Condition de procédé anormale dans l'UNITÉ
- Niveau de liquide très haut dans un des séparateurs à torche suivants
- Train de pétrole 1 et train de pétrole 2 lance un arrêt du train de pétrole et de condensat 1 et 2 respectivement.
- Une torche AP lance un arrêt du système de reprise de condensat de pétrole brut.
- La torche de LGN lance un arrêt de l'unité de LGN.
- La torche HP/LT lance un arrêt du système d'IGC, du système de RGC et du réservoir de stockage de GPL
- Un niveau très élevé du réservoir tampon de gaz combustible HP arrête le compresseur de gaz d'injection et le compresseur de gaz de résidus.
- Une pression très élevée du réservoir tampon de gaz combustible HP arrête le compresseur de gaz d'injection et le compresseur de gaz de résidus.

14.5 Arrêt d'équipement de niveau 5 :

Il est lancé par des conditions anormales du procédé dans l'équipement et isole chaque équipement ou arrête partiellement le train. [6]

15 Système FIRE & GAZ

L'objet du système de détection d'incendie et de gaz est de fournir un avertissement précoce des décharges de gaz ou d'incendie dans l'installation de traitement centrale. Ceci permet de prendre les mesures de réduction des risques suivantes :

Quand une détection d'incendie ou de gaz est confirmée (2ooN), le système alerte automatiquement toute la personne par l'intermédiaire du système d'annonce par haut-parleur d'alarme générale (PAGA). Ceci cause un arrêt du travail et une évacuation de tout le personnel dans la zone, réduisant ainsi les possibilités d'accident mortel (PLL).

15.1 Interfaces du système de F&G

Un système de F&G typique est connecté et fait interface avec :

- Détecteurs de F&G
- Système de déluge d'eau et de mousse
- Système de CO2 pour bâtiment

- Système de HVAC
- Pompes d'eau d'incendie
- Système de SGS
- Système PAGA
- Système de contrôle d'accès [3]

15.2 Détecteurs de F&G

- Les détecteurs de F&G, les boutons poussoirs sont câblés aux armoires de F&G dans les LIER respectifs en fonction de l'emplacement du détecteur et du PB. Les détecteurs de F&G connectés au système de F&G sont en logique de vote. En votant, ces détecteurs lancent des alarmes confirmées d'incendie ou de gaz si les détecteurs 2ooN sont en état d'alarme. Les conditions d'alarme de détecteurs spécifiques sont listées dans le tableau de paramètres d'alarme.
- Le système de F&G est conçu pour agir comme non infallible, c'est-à-dire, activés pour activer.
- Les détecteurs de gaz et de flammes sont compatibles à HART. [3]

16 Système de déluge

Le projet El Merk a 2 types de systèmes de déluge :

- Déluge d'eau.
- Déluge de mousse.

Les systèmes à vannes de déluge ont pour objet de fournir de grandes quantités d'eau sur une grande surface dans un temps relativement court. L'activation du système de déluge est manuelle ou automatique.

Pour ce projet, les types suivants de bâtis de déluge sont fournis :

- Bâti de vanne de déluge simple.
- Bâtis de vannes de déluge double.
- Vanne de déluge à mousse.

17 Système de CO2 pour bâtiment

Les systèmes de noyage total éteignent les incendies en déchargeant rapidement du CO2 dans un volume enclos pour créer une atmosphère qui est incapable de soutenir de la combustion.

18 Interface du système de HVAC

- Le système de F&G a les actions / interfaces suivantes avec le système de HVAC
- Le registre d'admission d'air frais de HVAC est fermé en cas de détection confirmée d'incendie
- Le système de HVAC est arrêté en cas de détection d'incendie confirmée
- Le système de HVAC est arrêté en cas de décharge de CO2.

- Le ventilateur de secours de la salle de batteries est mis en marche en cas de détection de gaz de niveau 1.

Interface avec le système de PAGA, le système de commande de la porte d'accès et de la douche de sécurité

- Incendie et gaz confirmés dans chaque zone est transféré à F&G de SB1. Le système de F&G de SB1 envoie des signaux de sortie redondants au système de PAGA pour les alarmes sonores.
- Un incendie confirmé dans un bâtiment ouvre la porte d'accès de ce bâtiment.
- En cas d'activation du PB L1, tous les contrôles d'accès de l'installation de traitement centrale sont désactivés.
- En cas d'utilisation de la douche de sécurité, le système de F&G est mis en alarme, avec une alarme d'urgence médicale. [3]

CHAPITRE 3 : Instrumentation et Régulation

Le contrôle de processus est important dans de nombreux secteurs industriels, y compris l'industrie pétrolière. Les boucles de régulation sont essentielles pour maintenir un niveau de consigne spécifié en ajustant automatiquement les paramètres de commande en réponse aux variations des conditions de processus. Dans ce chapitre, nous allons examiner les éléments de base des boucles de régulation, les principes de base de la régulation, les différents types d'actions de régulation, et les stratégies.

1 Instrumentation

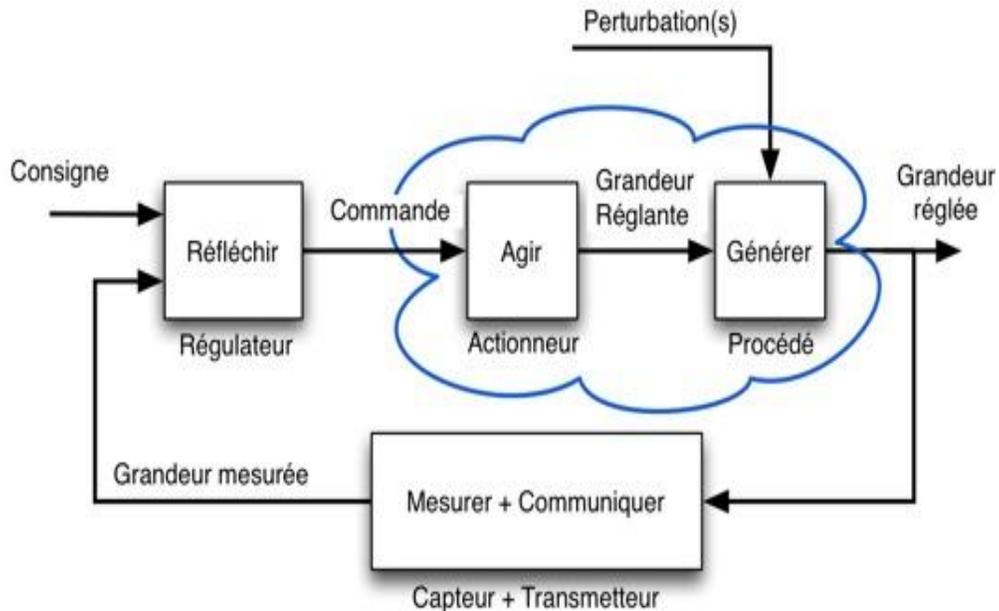


Figure 3: Prototype d'une boucle de régulation simple

1.1 Éléments des boucles

1.1.1 Les transmetteurs:

Les transmetteurs sont parmi les instruments les plus utilisées dans les domaines d'industrie pétrolières ces derniers à différents types :

- PIT (PRESSURE INDICATOR TRANSMETTOR) :

Il sert à mesurer la pression dans le pipeline ou les compresseurs, les HPU (HYDROLYC POWER UNIT) ... à l'aide d'une sonde intérieur il mesure la pression puis l'affiche et la transmette a la salle de contrôle (DCS) qui contrôle par la suite l'ouverture ou la fermeture des vannes régulatrices ou en cas de grandes pression ou de faibles pression les systèmes se tripe.

- TIT (TEMPERATUR INDICATOR TRANSMETTOR) :

Il sert à mesurer la température, a l'affichage puis la transmissions de la mesure à la salle contrôle qui gère l'ouverture ou la fermeture des vannes régulatrices ou en cas de grandes températures ou de faibles températures les systèmes se tripe, on le trouve généralement dans les pipelines, les fours, les compresseurs d'injections ...etc. [6]

- LIT (LEVEL INDICATOR TRANSMETTOR) :

Il sert à mesurer le niveau, à l'affichage et à la transmission à la salle de contrôle on le trouve généralement dans les séparateurs et les réservoirs.

- VT (transmetteurs de vibrations) :

Il sert à mesurer l'intensité des vibrations puis les transmettre à la salle contrôle on les trouve dans les compresseurs.

- FIT (FLOW INDICATOR TRANSMETTOR) :

Il sert à mesurer le débit du produit passant, le transmetteur calcule la différence de pression à l'aide d'un orifice entre l'entrée et la sortie qui la convertie en débit ou les transmetteurs à turbine qui mesure le débit quand le flux passe dans les ailettes qui les font tourner par conséquent il mesure le débit en la trouve généralement dans le pipeline. [6]

Les vannes

Les vannes sont très importantes pour le bon fonctionnement et la sécurité du processus il existe 3 types de vanne utilisées :

- La vanne à boule
- La vanne à disque
- La vanne à clapet
- Les vannes régulatrices:

La boucle de régulation a une certaine consigne à suivre que le régulateur doit toujours essayer de préserver et cela a l'aide d'un organe de régulation (OR) on utilise donc une vanne de régulation. Cette derrière est munie d'un actuateur et d'un positionneur. [6]

- L'actuateur:

Il sert à régler la position de la vanne suivant le signal 4-20mA adressé à cette dernière.

- Le positionneur:

Il sert à déterminer la position initiale de la vanne pour que l'actuateur l'ouvre ou la ferme avec précision.

- Les vannes de sécurité (LES VANNES TOUTE OU RIEN)

Ces vannes fonctionnent en cas de problèmes ils sont conçus pour être soit ouverte ou fermée.

- Sdv (Shut Down Valve) :

En cas d'augmentation de baisse anormale de pression, de température, de débit. La vanne se ferme automatiquement par mesure de sécurité.

- Xv (Solénoïde Valve Ou Electrovanne) :

En cas de problème l'électrovanne s'excite et fait la commande pour fermer d'autre vanne (commande hydraulique HPU par exemple)

- Les Vannes Tête De Puits :

Ces vannes sont toujours ouvertes mais en cas de problème (feu par exemple) elles se ferment automatiquement par commande hydraulique par l’HPU. [6]

Image dynamique	OBJET	Condition	DYNAMIQUE	Remarques	
<p>Vannes de régulation (échec de fermeture)</p> 		OUVERTE	VERTE	<p>Pour vannes de régulation avec positionneur</p>	
		PROCHE	ROUGE		
		ÉCHOUER	BLANC CLIGNOTANT		
	Text	STATIQUE	Arial 12, BLANCHE	Avec Eng Unit	PV > 0.5 vanne ouverte - vert
	Arial 12, BLANCHE	Arial 12, BLANCHE	Masquer/afficher dépend du bouton MASQUER/AFFICHER		PV < 0.5 vanne fermée – rouge
	  	Mode	A: “AUTO” M: ...		Pour vannes de régulation sans positionneur MV > 0.5 Vanne ouverte – vert
TOUCH TORGET	NIL		Façade d'appel	MV < 0.5 vanne fermée - rouge	

2 Régulation

2.1 Le régulateur PID

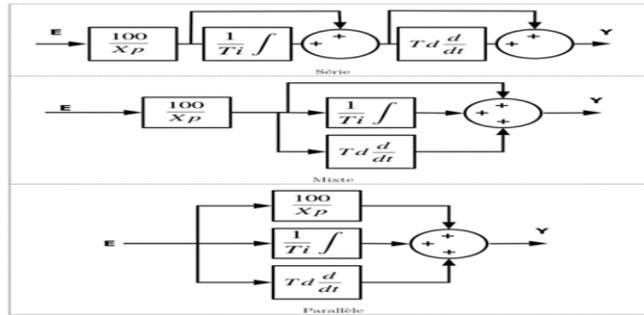


Figure 4: Régulateur PID [4]

2.1.1 Action Proportionnelle

Cette action est la plus classique. Elle consiste à appliquer une correction en rapport avec la différence instantanée entre la mesure et la consigne courante.

Le rapport Erreur/Commande s'appelle le gain (ou 1/Bande proportionnelle).

La limite de cette commande arrive à partir du moment où l'erreur devient petite ou si la consigne n'est pas constante ; en effet l'annulation de l'écart considère que la consigne à l'instant T+1 sera le même qu'à l'instant T.

On a donc l'équation : $S = Gr * (M-C)$. Dans le cas d'un régulateur inverse, l'équation sera $S = -Gr * (M-C)$.

Les termes employés pour désigner le gain pourront être : G, K, Kp.

Dans le cas de la bande proportionnelle, on aura : BP, PB, XP %...

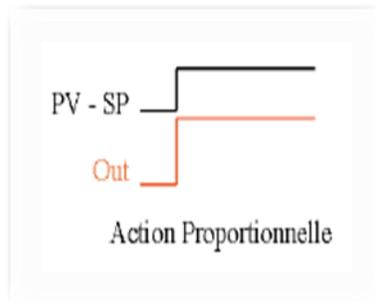


Figure 5: Action proportionnelle

2.1.2 Action Intégrale :

Cette action calcule sa contribution à la commande en utilisant une mémoire des écarts intervenus lors des précédents échantillonnages, plutôt que l'écart instantané. Cette technique permet d'éliminer les erreurs statiques trop petites pour être corrigées par l'action proportionnelle, ainsi que les erreurs de suivi de consignes en pente. Cependant, il existe une limite à cette commande. Lorsque le système ne réagit plus à la commande passée (en raison d'un blocage

d'organe, d'une limitation de sécurité, etc.), le régulateur va amplifier à l'infini sa contribution intégrale, ce qui se traduit par une saturation d'intégrale.

Dans ce cas, la résolution de problèmes nécessite l'utilisation d'un régulateur avec une intégrale externe plutôt qu'un PID.

La contribution intégrale se calcule en ajoutant tous les T_i secondes la valeur de l'entrée de l'intégrateur à l'ancienne valeur.

Le réglage de la contribution intégrale peut se faire de deux façons : soit réglage du T_i , soit réglage de « n » qui est le nombre de fois où l'on somme l'entrée durant l'unité de temps (1 minute ou 1 seconde). Nous avons la relation $T_i = 1/n$. [4]

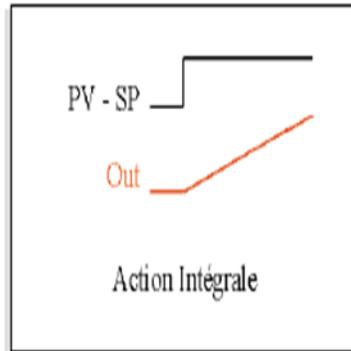


Figure 6: Action intégrale

2.1.3 Action Dérivée :

Cette action surqualifie la commande à passer en la calculant à partir de la variation de l'erreur. Sur variation de l'erreur, l'action dérivée va intervenir mais s'annulera pour une erreur constante. L'utilisation de l'action dérivée impose d'éliminer tous les bruits entachant la mesure sous peine de voir son système en mouvement permanent.

L'action dérivée peut se calculer soit sur l'écart mesure consigne, soit sur la mesure. Le calcul sur la mesure se prête au cas de maintien et évite d'avoir une réaction trop grande en cas de variation de consigne.

Le réglage de la dérivée se fera en donnant T_d qui est un coefficient de multiplication de la valeur de la dérivée instantanée.

La commande sera donc $S = T_d (dE/dt)$. T_d est exprimé en unité de temps car S est une amplitude alors que dE/dt est une vitesse.

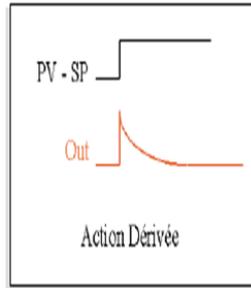


Figure 7: action dérivée

Types de boucle de régulation :

- La boucle feedback
- La boucle split range
- La boucle FeedForward
- La boucle en Cascade

Dont voici quelques exemples d'application

➤ Régulation de niveau en Feedback (séparateur) :

Dans la régulation Feedback, l'action correctrice s'effectue après que les effets des grandeurs perturbatrices aient produit un écart entre la mesure la consigne. Cet écart peut être également provoqué par un changement consigne. Dans les deux cas, le rôle de la boucle fermée est d'annuler l'écart.

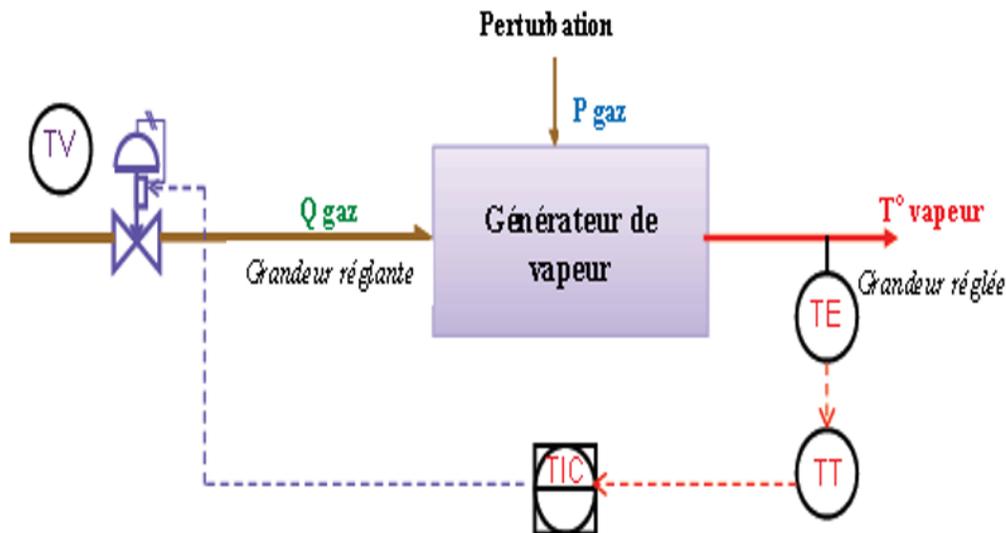


Figure 8: Exemple de régulation Feedback

➤ Régulation feedforward

Principe : La régulation feedforward est l'association de deux boucles complémentaires constituées par une régulation en BF et une autre en BO , Les deux boucles associant leurs actions de régulation pour améliorer la stabilité globale du procédé.

La BF se comporte comme une composante de réglage fin : elle agit en second lieu, pour parfaire l'alignement de la boucle en éliminant l'écart (mesure/consigne) qui pourrait exister.

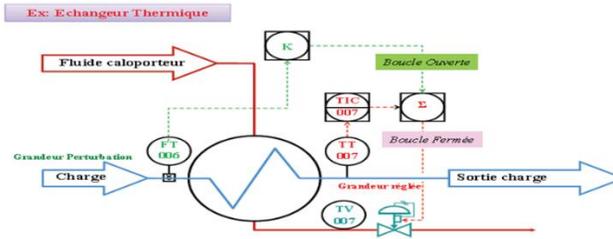


Figure 9: Echangeur thermique

➤ La régulation cascade

La régulation cascade est une technique utilisée pour permettre aux procédés qui ont une dynamique lente d'avoir une réponse rapide face aux perturbations extérieures ainsi qu'aux changements de consigne.

L'idée repose sur la décomposition d'un processus complexe en plusieurs sous-systèmes.

Sans perte de généralité, on suppose pour fixer les idées une décomposition en deux sous-systèmes comme le montre la figure suivante :

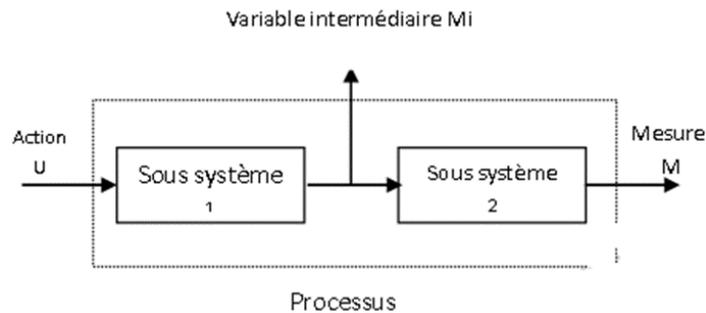


Figure 10: Régulation cascade

La variable intermédiaire M_i généralement appelée variable d'état, possède la propriété d'être en avance temporelle par rapport à la grandeur de mesure M .

Si par exemple une modification sur l'action U ou une perturbation affectant le sous-système 1, la variable d'état M_i sera la première à être affectée avant la variable de mesure M .

En d'autres termes, la grandeur d'état M_i permet de renseigner sur l'état futur de M .

Cette forme de prédiction peut être exploitée judicieusement pour réaliser une régulation cascade.

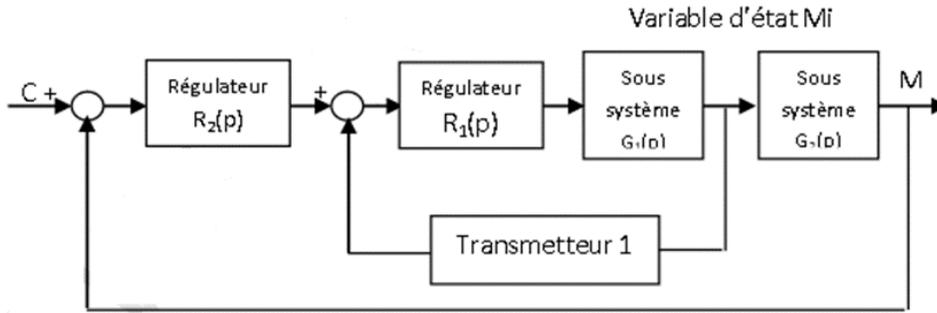


Figure 11: Variable d'état M_i

La grandeur principale est contrôlée par une boucle ‘maître’ avec un régulateur $R_2(p)$, dont la sortie sert de consigne à la boucle secondaire, réglé par le régulateur $R_1(p)$.

Le reproche habituellement fait à une boucle de régulation classique est que le régulateur ne commence à réagir pour effectuer une correction suite à une perturbation qu'une fois qu'il en est informé, c'est-à-dire que la mesure s'en trouve modifiée.

Avec la structure cascade, si une perturbation affecte le sous-système 1, celle-ci sera prise en charge par la boucle interne.

Cette boucle doit être bien dimensionnée de manière à ce qu'elle soit rapide, et ainsi l'effet de la perturbation peut être neutralisée sans qu'il y'a une répercussion significative sur la grandeur principale.

Donc, une condition impérative pour l'efficacité de la boucle cascade est que la boucle interne doit être rapide et plus précisément, elle doit être plus rapide que la boucle externe.

D'ailleurs on note d'après le schéma fonctionnel de la boucle cascade que le sous-système 1a été remplacé par une boucle interne.

Il va de soi que le régulateur R_1 doit être paramétré de manière à assurer cette rapidité mais l'avance temporelle de la variable état M_i sur M ne sera plus acquies si une perturbation affecte le sous-système 2, mais elle continuera à l'être néanmoins en cas de changement de consigne. compte tenu que l'avantage de la boucle cascade est de diminuer le régime transitoire, ce changement de consigne sera traité plus rapidement. [4]

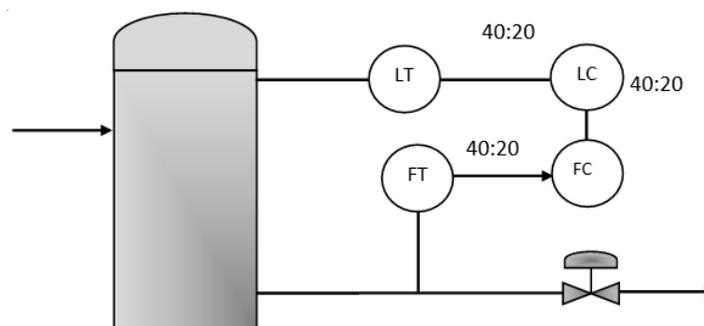


Figure 12: Boucle de régulation

➤ Régulation split range

La régulation split range est un montage particulier utilisant au minimum deux vannes de régulation commandées par le même signal.

Le montage split-range nécessite l'utilisation de positionneurs qui permettent à chaque vanne d'effectuer sa course nominale pour une partie du signal de sortie du régulateur.

Ce genre de régulation se trouve en climatisation chaud-froid où l'on doit ouvrir une vanne de froid ou de chaud suivant la commande du régulateur :

La vanne A/C est de type ouvert par manque d'air alors que la vanne A/O est fermée par manque d'air.

Par exemple la commande de 0% (3psi) 50% (9psi) agit sur une vanne de débit froid qui se ferme progressivement et de 50% (9psi) à 100% (15 psi) sur une vanne de débit vapeur surchauffée qui s'ouvre progressivement. Ainsi on passe de 0% refroidissement maximal à 100% chauffage maximal en passant par 50% action neutre.

Le partage n'est pas toujours à 50% mais peut être décalé pour linéariser le procédé de commande.

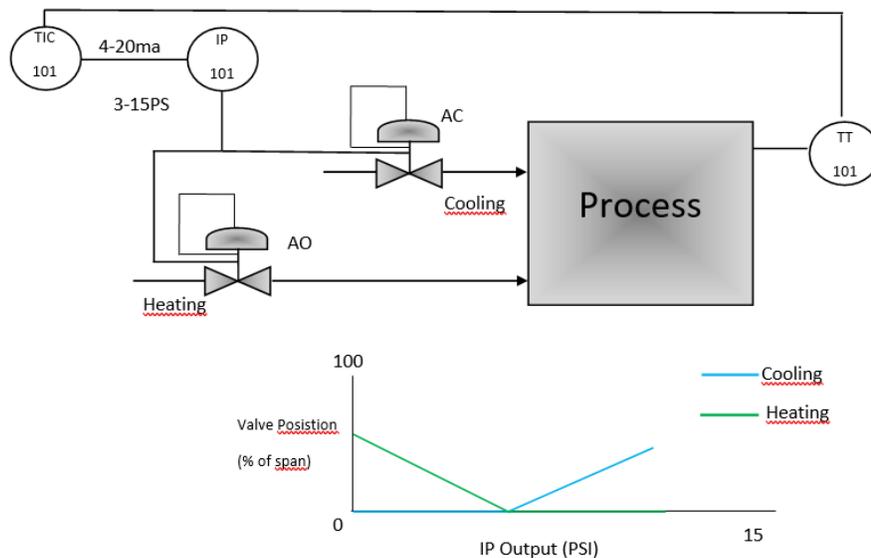


Figure 13: Régulation Split Range

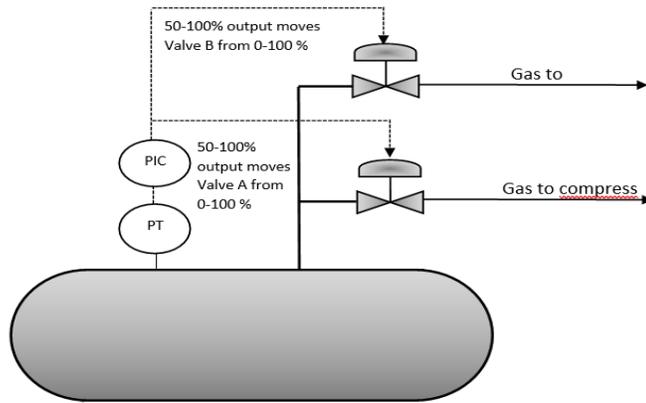


Figure 14: Exemple de la régulation Split Range

Autres possibilités :

- Controller output 0% : Vanne A est complètement ouverte et la vanne B est complètement fermée.
 - Controller output 25% : Vanne A est 75% ouverte et Vanne B est 25% ouverte
 - Controller output 50% : Vanne A Vanne B sont 50 % ouvertes
 - Controller output 75% : Vanne A est 25% ouverte et Vanne B est 75% ouverte
 - Controller output 100% : Vanne A est complètement fermée et la vanne B est complètement ouverte.

Ce chapitre traite du contrôle de processus dans l'industrie pétrolière, en mettant l'accent sur les boucles de régulation, qui permettent de maintenir un niveau de consigne en ajustant les paramètres de commande en réponse aux variations des conditions de processus. Les éléments de base des boucles de régulation, tels que les transmetteurs et les vannes, ont été présentés, ainsi que les principes de base de la régulation, tels que le régulateur PID et les différents types d'actions de régulation. [7]

CHAPITRE 4 : Etude de système Slug-Catcher

Système Slug-Catcher, qui est conçu pour assurer la séparation triphasée et la manipulation des slugs de production dans les installations de réception de la production pétrolière du CPF d'El-Merk.

Plus précisément, ce chapitre se penche sur le redimensionnement des vannes de régulation au niveau du capteur de bouchons du Slug-Catcher afin de maintenir le niveau d'huile dans le ballon, en vue d'une augmentation future d'effluents en CPF de EL-Merk Groupement Berkine. Le chapitre commence par une description détaillée du fonctionnement du Slug-Catcher et de ses différents composants, puis se concentre sur les régulateurs de débit et de niveau utilisés dans le système. Enfin, il présente les différentes solutions envisagées pour le redimensionnement des vannes de régulation afin de garantir un fonctionnement optimal du système.

1 Etude du système de régulation de niveau dans le «Slug-Catcher» :

➤ Block 208 Slug Catcher :

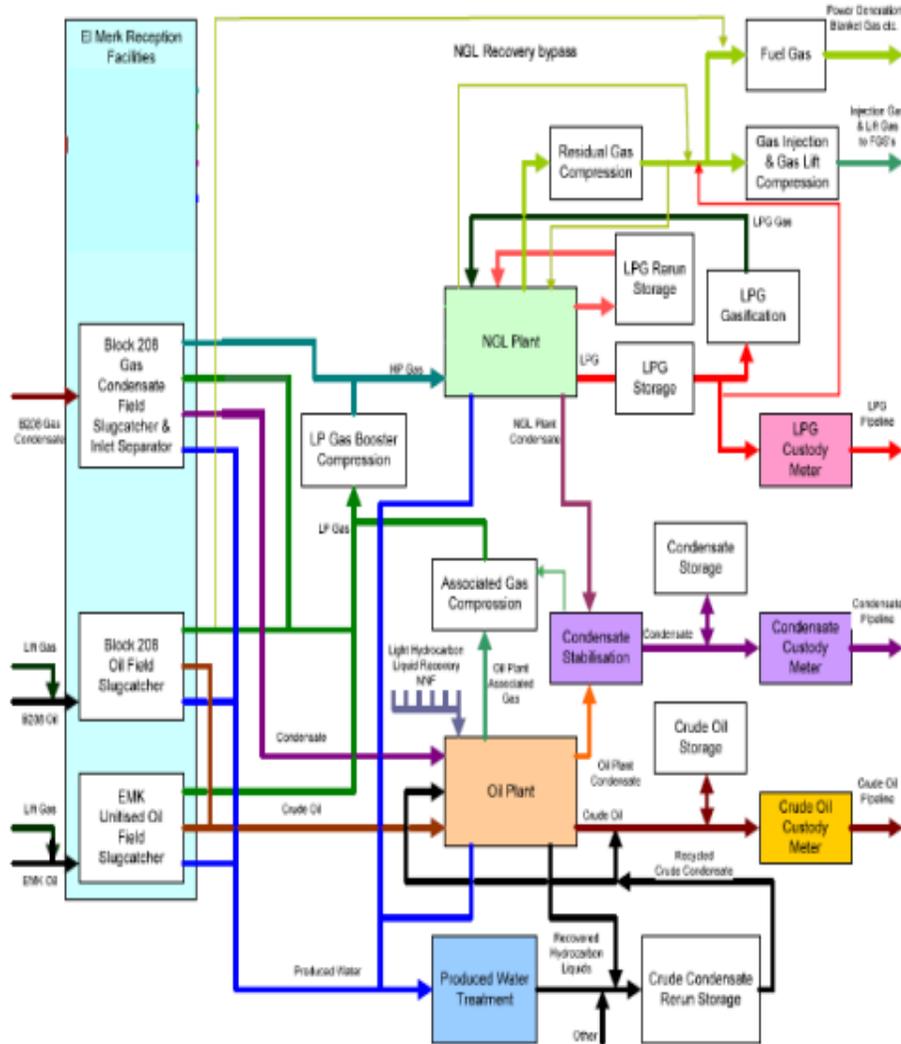


Figure 15: Traitement Gaz Condensat

1.1 Block 208 Condensate Slug Catcher

Les installations de réception de la production de condensat gaz du CPF d'El Merk Comprend un Slug-Catcher (V08_1003) pour la production de condensats de gaz du bloc 208

Service	Nom de la couleur	Centum vp sample
L'eau	Blanc	
Instrument/ Utilitaire	Bleu foncé	
Gaz/gaz combustible/gaz d'étanchéité	Jaune	
Huile chaude	Vert clair	
Huile lubrifiante	Vert clair	
Azote	Violette	
Huile/ émulsion	Vert foncé	
Condensat	Gris	
Injection chimique	Gris	
Signal d'instrument	Blanche	
GPL	Turquoise	
Eau d'incendie	Rouge	
Processus instrumental	Blanche	
Contexte	Noire	

Slug-Catcher est conçu pour assurer une séparation triphasée et une manipulation des slugs de la production reçue à partir des lignes réseau.

Le flux de gaz du collecteur de bouchons de condensat de gaz du bloc 208 vers le système de déshydratation de gaz est contrôlé par 08.FIC.10045

Le liquide hydrocarboné provenant du collecteur de boues de condensat du bloc 208 (V08_1003) est envoyé au séparateur d'entrée de condensat (V08_1005) par le biais du contrôle de débit par le 08-FIC-10041.

En fonctionnement normal, le niveau du liquide est maintenu au niveau normal du liquide (NLL)

Lorsqu'un bouchon arrive, il occupe l'espace entre le niveau de liquide normal (NLL) et le niveau liquide élevé (HLL). [9]

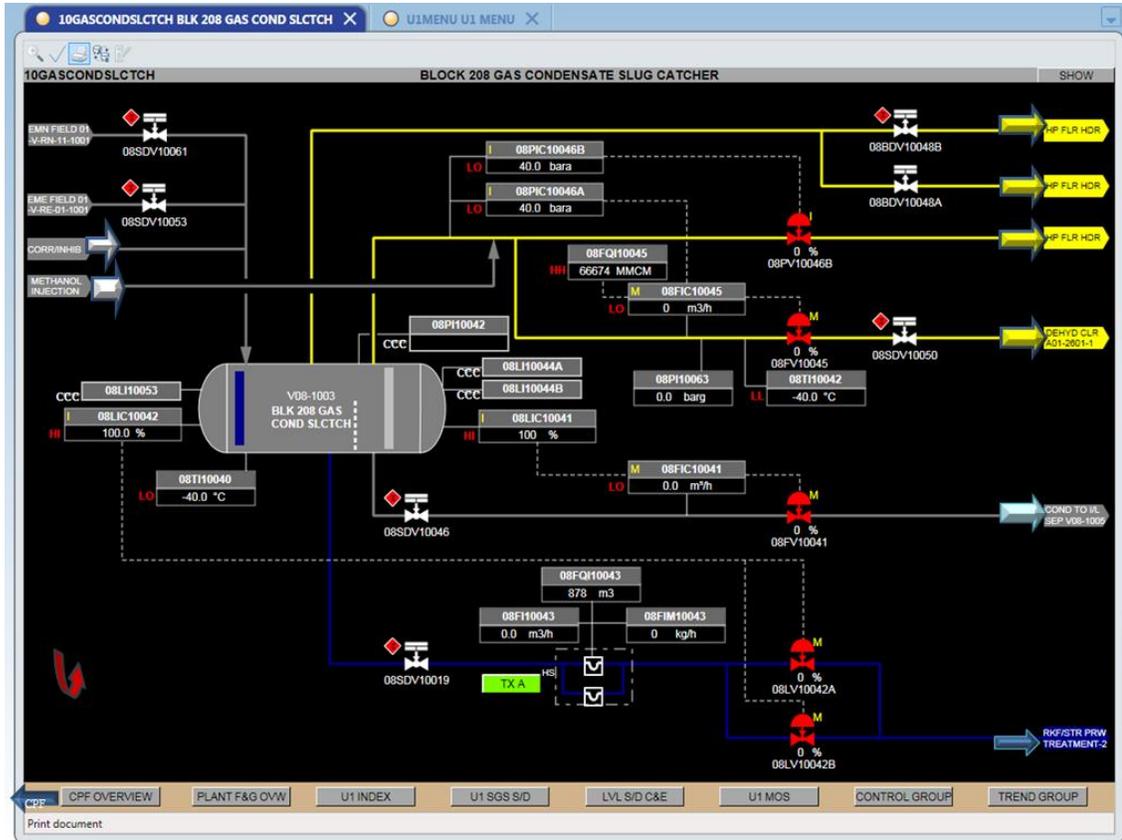


Figure 16: Bloc 208 Gaz Condensat SLUG-CATCHER [10]

1.2 Oil Slug Catcher

Les installations de réception de la production pétrolière du CPF d'El Merk se composent de deux Slug-Catcher, l'un pour la production du champ pétrolifère du bloc 208 et l'autre pour la production du champ pétrolifère de l'EMK.

Chaque capteur de Slug-Catcher est conçu pour assurer une séparation triphasée et une Le flux liquide issu de ce séparateur alimente alors deux séparateurs secondaires (par gravité) pour assurer la séparation des flux d'huile et d'eau.

Les séparateurs secondaires agissent comme des attrapeurs de Slug-Catcher ainsi que des séparateurs liquide-liquide.

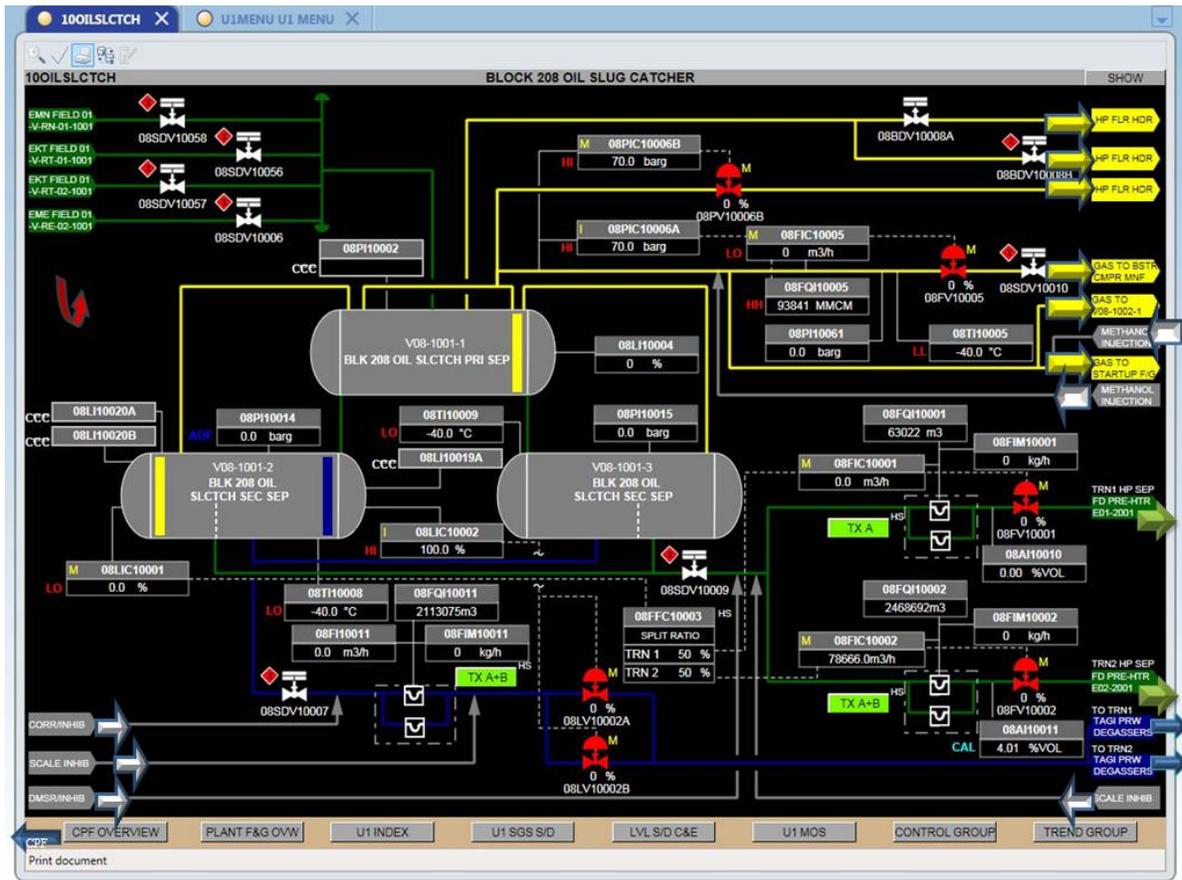


Figure 17: Oil Slug Catcher [10]

1.3 Block208 Oil Slug catcher (Primary and Secondary Separator)

Le régulateur de débit 08_FIC_10005 est prévu pour maintenir le débit de gaz constant à partir du séparateur primaire de collecteur de boues d'huile de bloc 208(V08_10011) qui est en cascade avec le régulateur de pression 08.

Les liquides hydrocarbonés provenant des séparateurs secondaires (V08_10012/3) du collecteur de boues d'huile du bloc 208 sont divisés en deux flux à envoyer à chaque train d'huile.

Ceci est réalisé par le contrôle de débit par (FIC10001/10002) qui est monté en cascade à partir du contrôleur de niveau (LIC-10001) via le contrôleur de rapport de débit (FFC-10003).

Les régulateurs de débit 08.FIC.10001/10002 fournissent le régulateur de débit mesuré courant 08-FFC-10003.

Cette FFC fournit un point de consigne aux deux FIC sur la base d'un rapport de division fourni manuellement. Les régulateurs de débit 08.FIC.10001 et 10002 maintiennent le débit allant à chaque train d'huile en fonction du point de consigne fourni par le FFC.

Le contrôleur de niveau 08_LIC_10001 peut régler le débit total par point de consigne à distance.

Une limite de point de consigne de débit élevé est prévue pour chaque régulateur de débit afin de s'assurer que le régulateur de niveau n'augmente pas le débit vers les trains d'huile en aval au-delà de leur capacité nominale (plus une marge).

Cette fonctionnalité permet d'éviter la surcharge d'un train pétrolier lorsque le second voyage.

L'eau du capteur de Slug-Catcher (séparateurs secondaires) est régulée au niveau du système de traitement de l'eau produite par le contrôleur de niveau 08-LIC-10002 agissant sur 08-LV-10002A ou B en fonction de la capacité d'écoulement requise.

En fonctionnement normal, le niveau de liquide est maintenu au niveau de liquide normal (NLL) dans les séparateurs secondaires, il occupe l'espace entre le niveau de liquide normal (NLL) et le niveau de liquide élevé (HLL) dans les séparateurs secondaires.

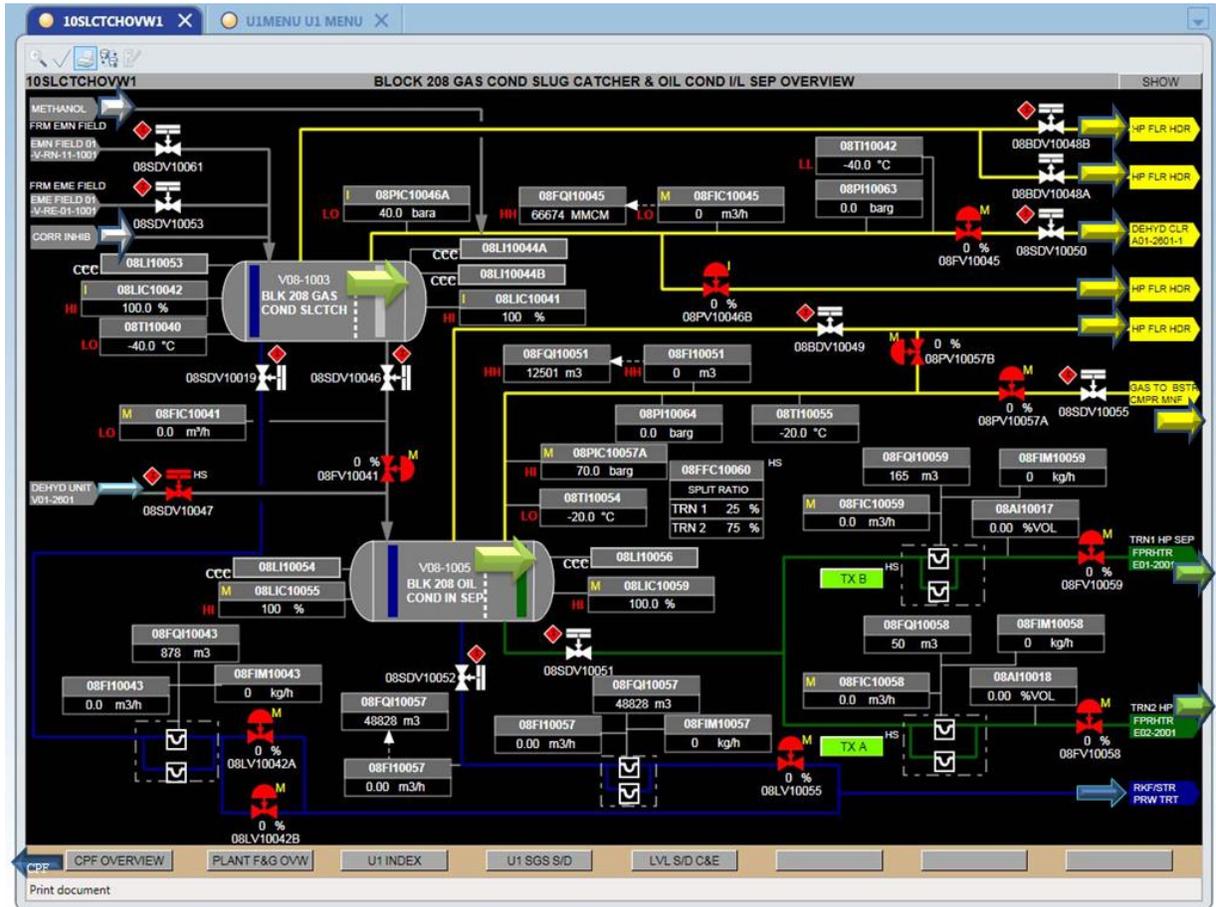


Figure 18: Bloc 208 Gaz Condensat SLUG-CATCHER et Huil-Cond[10]

IV.2.3 EMK Slug Catcher (Primary and Secondary Separator)

Le régulateur de débit 08.FIC.10025 est prévu pour maintenir le débit de gaz constant à partir du séparateur primaire du récupérateur de Slug-Catcher EMK (V08.10021) Une limite de point de consigne de débit élevé est prévue pour chaque régulateur de débit afin de s'assurer que le régulateur de niveau n'augmente pas le débit vers les trains d'huile en aval de leur capacité nominale (plus une marge).

L'eau provenant du capteur de Slug-Catcher (séparateurs secondaires) est régulée au niveau Traitement de l'eau produite par le contrôleur de niveau 08_LIC_10022A ou B en fonction de la capacité d'écoulement requise.

En fonctionnement normal, le niveau de liquide est maintenu au niveau de liquide normal (NLL) dans les séparateurs secondaires. Lorsqu'un lopin arrive, il occupe l'espace entre le niveau normal du liquide (NLL) et le niveau élevé du liquide (HLL) dans les séparateurs secondaires.

Conformément à la philosophie de conception du capteur de Slug-Catcher, le capteur de Slug-Catcher est conçu pour le taux d'arrivée de Slug-Catcher le plus élevé.

La limite de débit élevé mentionnée ci-dessus permettra également de s'assurer que le régulateur de niveau n'augmente pas le débit vers l'installation en aval de la capacité de conception. [9]

CHAPITRE 5 : Partie pratique

Dans cette partie pratique, nous allons nous intéresser au procédé de contrôle des liquides des hydrocarbures dans un séparateur tri-phasique huile/gaz/eau, à travers l'utilisation de la régulation en cascade. L'objectif de ce procédé est de séparer les liquides selon deux branches : train 1 et train 2. Pour cela, nous allons mettre en place un système de régulation de niveau, limité au pourcentage exigé par l'opérateur, en utilisant une boucle extérieure de régulation de niveau et une boucle

1 Objectif du procédé de control :

Les liquides des hydrocarbures arrivant au séparateur tri-phasique huile/gaz/eau « oil secondary separator V08-1001-2 » du séparateur bi-phasique liquide/gaz « primary separator V08-1001-1 » vont être séparés selon deux branches : train 1 & train 2.

2 Principe de régulation :

Le niveau d'huile dans le séparateur « Slug-Cather » V08-1001-2 est limité au pourcentage exigé par l'opérateur.

La régulation de niveau est de type : régulation en cascade :

- Boucle extérieur (niveau)
- Boucle intérieur (débit)

Régulation de niveau à 50% = 12mA de l'étendue de mesure [min-max = 0-100% = 4-20mA]

Le débit max à travers la vanne=178077 Kg/h. d'après la datasheet de la vanne.

3 Problématique :

Un nombre supplémentaire de puits va être ajouté au manifold d'entrée de brute, ce qui va faire augmenter le débit d'entrée en huile.

Cette situation risque de déstabiliser le système de contrôle de niveau dans "le slug catcher" dans le cas où le débit d'entrée Q_{in} devient supérieur au débit max total Q_{out} fournit par les deux vannes de régulation comme décrit précédemment.

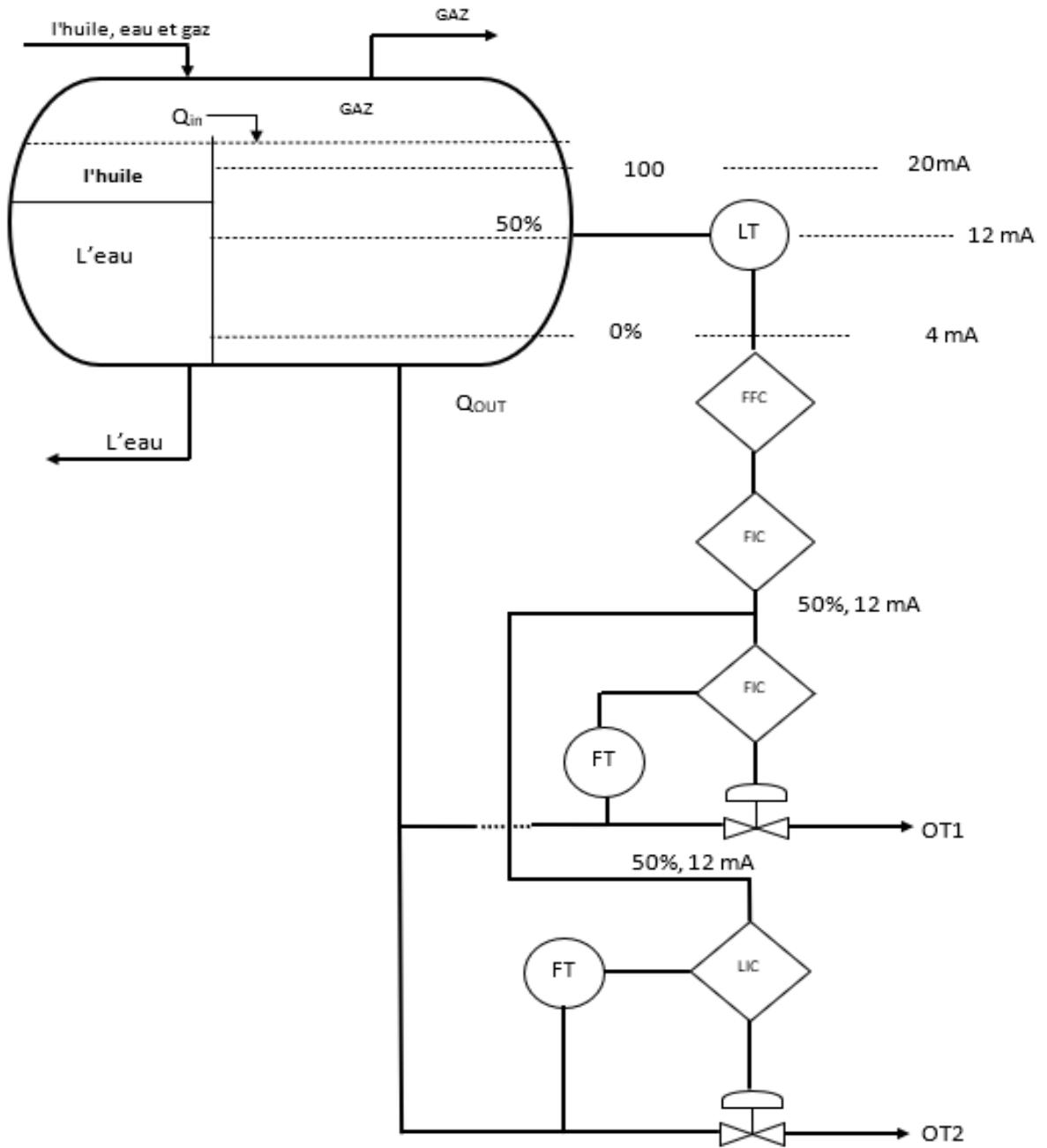


Figure 19: Schéma de système

LIC : régulateur de niveau.

FFC : diviseur du signal.

FIC : régulateur de débit.

V : la vanne.

P : le procédé.

4 Calcul des fonctions de transfert :

$$\frac{F1}{C1} = \frac{Ft \times FIC \times V}{1 + Ft \times FIC \times V}$$

$$\frac{F2}{C2} = \frac{Ft \times FIC \times V}{1 + Ft \times FIC \times V}$$

$$\frac{F}{R} = \frac{FIC \times V}{1 + FIC \times V} + \frac{FIC \times V}{1 + FIC \times V}$$

$$\frac{R}{E} = LIC \times FFC \Rightarrow \frac{R}{E} = 0.5 \times LIC$$

$$\frac{F}{E} = \frac{F}{R} \times \frac{R}{E} \Rightarrow \frac{F}{E} = 0.5 \times LIC \left(\frac{F1}{C1} + \frac{F2}{C2} \right)$$

$$\frac{L}{E} = 0.5 \times P \times LIC \left(\frac{F1}{C1} + \frac{F2}{C2} \right)$$

$$\frac{L}{C} = \frac{Lt \times \frac{L}{E}}{1 + Lt \times \frac{L}{E}} \Rightarrow \frac{L}{C} = \frac{\frac{L}{E}}{1 + \frac{L}{E}}$$

5 Identification de système :

Les régulateurs FIC et LIC sont de structure mixte.

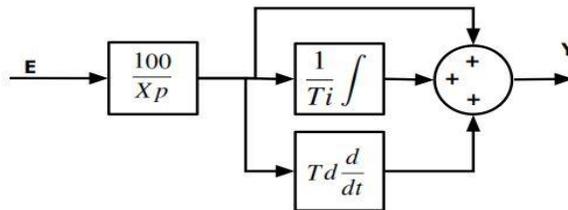


Schéma de la structure mixte

$$\frac{Y(s)}{E(s)} = \frac{100}{Bp} \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right)$$

avec: $\frac{100}{Bp}$ action proportionnelle

$\frac{1}{T_i s}$ action intégrale

$T_d \frac{d}{dt}$ action dérivée

$$FIC = \frac{A + T_{i1} s + A}{T_{i1} s}$$

$$LIC = \frac{B + T_{i2} s + B}{T_{i2} s}$$

5.1 La vanne V:

$$V(s) = \frac{Gv * e^{-\theta v s}}{1 + \tau_v s}$$

$$t. q: Gv = Kv$$

$$= c_{max} \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$$

(d'après le datasheet)

5.2 Le système (procédé):

$$P(s) = \frac{Gp * e^{-\theta Ps}}{S}$$

avec:

Gv: le gain

ΔP : chute de pression correspondante

ρ : masse volumique de fluide

c_{\max} : le débit à 100% d'ouverture de la vanne

θ : le temps de retard

τ : Constante de temps

$$\frac{F1}{C1} = \frac{Ft \times FIC \times V}{1 + Ft \times FIC \times V} = \frac{(AT_{i1} \cdot Gv \cdot e^{-\theta Vs})s + A \cdot Gv \cdot e^{-\theta Vs}}{(\tau_v T_{i1})s^2 + (T_{i1} + AT_{i1} \cdot Gv \cdot e^{-\theta Vs})s + A \cdot Gv \cdot e^{-\theta Vs}}$$

En remplaçant dans

$$\frac{L}{C} = \frac{Lt \times L/E}{1 + Lt \times L/E} \Rightarrow \frac{L}{C} = \frac{L/E}{1 + L/E}$$

Pour déduire L/C

6 Le calcul théorique des fonctions de transfert :

$$Q_{in}(t) - Q_{out}(t) = C \times V(t) \frac{dH(t)}{dt} \quad C: \text{section du ballon, } H : \text{niveau}$$

Le modèle est alors:

$$\frac{H(s)}{Q_{in}(s) - Q_{out}(s)} = \frac{1/C}{S}$$

Pour la vanne:

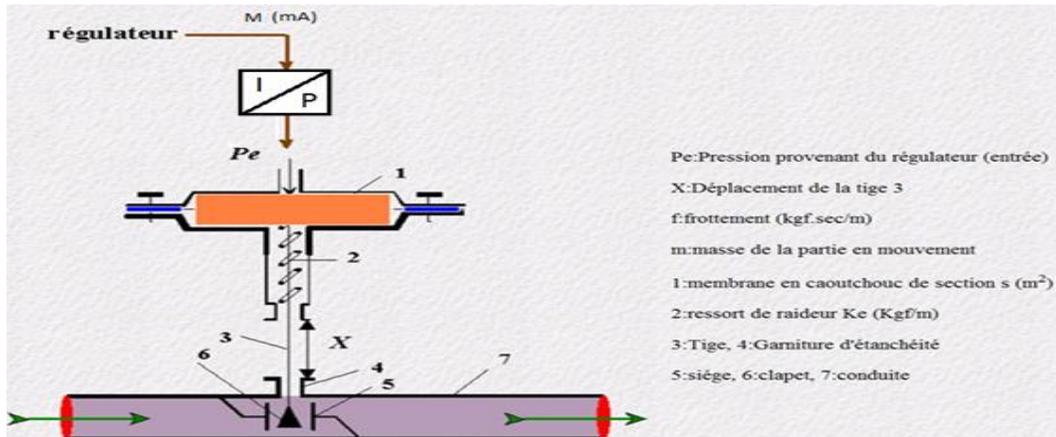


Figure 22: schéma vanne

$$\text{Bilan des forces (newton)} : m \frac{d^2X}{dt^2} = -kX - f \frac{dX}{dt} + P_e s$$

$$\text{Sous forme réduite} : T^2 \frac{d^2X}{dt^2} + 2\gamma T \frac{dX}{dt} + X = k P_e$$

$$\gamma = \frac{f}{2\sqrt{mk}} \text{ coefficient d'amortissement}$$

$$\text{avec} : T = \sqrt{\frac{m}{k}} \text{ constant de temps (s)}$$

$1/T \text{ s}^{-1}$ est la fréquence propre du système

La vanne étant linéaire, on remplace X par :

$$X = \frac{1}{c_{max}} \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P}} Q$$

Et P_e (sortie régulateur 4-20 mA) = A.M A : gain

Et en considérant que le mouvement de la tige en déplacement est uniforme (terme au carré = 0), Le modèle est alors :

$$\frac{Q}{M} = \frac{Kv}{1 + T_v s}$$

7 Le calcul pratique des fonctions de transfert :

On garde les valeurs de l'état initiale de système, et on change le mode de système de l'état automatique à l'état manuel ; dans ce cas-là on casse la boucle cascade.

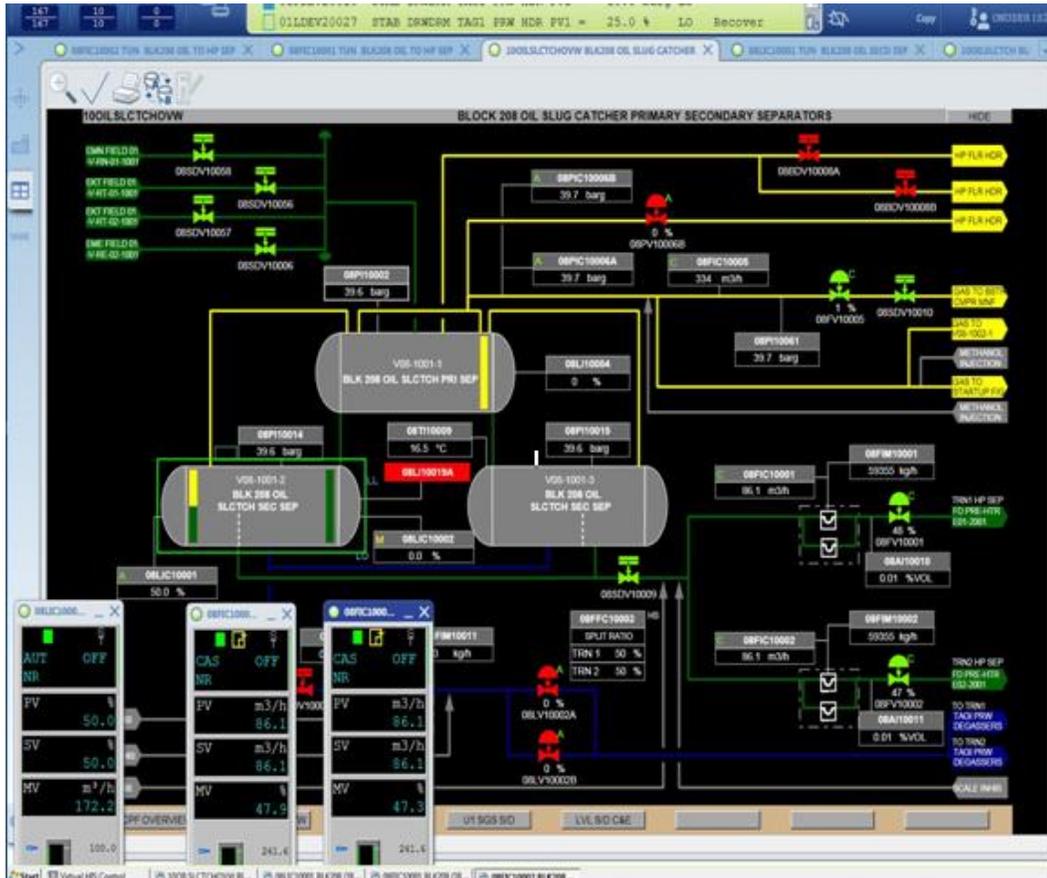


Figure 23: Interface centum VP "bloc208"

On introduit une nouvelle valeur de la consigne MV (les deux vannes) pas loin du point de fonctionnement pour ne pas perturber le système, tel que $MV1 = MV0 + 5$.

Vanne1 : $MV0 = 47.9$ $MV1 = 52.9$

Vanne2 : $MV0 = 47.3$ $MV1 = 52.3$

On affiche les courbes de MV et PV pour les deux boucles intérieures de débit et la courbe extérieure de niveau.

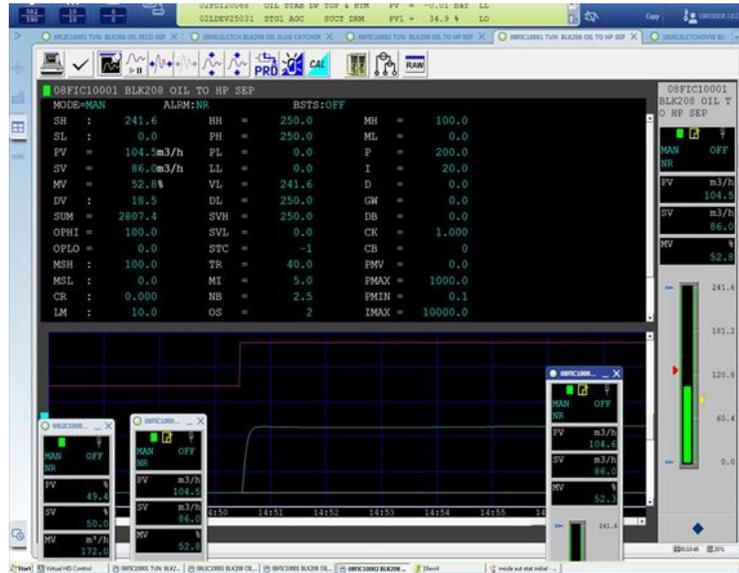


Figure 24: Interface centum VP "08FIC1001"

La baisse du niveau remarquée sur la figure 24 peut être interprétée par l'augmentation du débit de sortie suivant l'ouverture des vannes 08FV10001 et 08FV10002 sachant que le débit d'entrée est toujours constant.

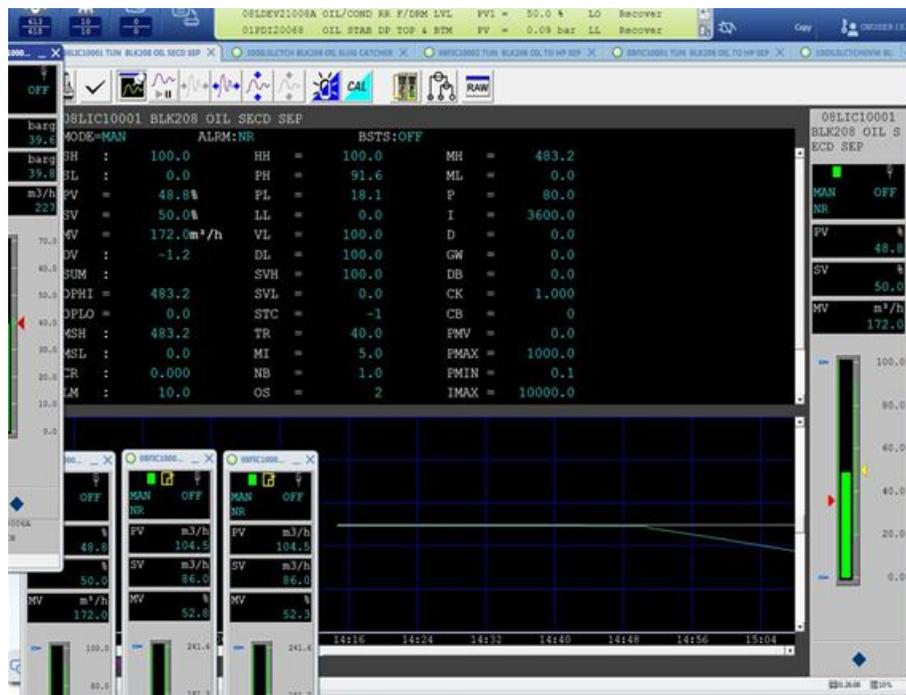


Figure 25: Interface centum VP "08LIC1001"

8 Méthode de Broida pour un système premier ordre (debit)

Comme Strejc, Broïda s'intéresse aux processus stables, et procède à une identification en boucle ouverte. Mais il simplifie en considérant que la forme de la réponse peut être assimilée à

une fonction mathématique du premier ordre avec une constante de temps T , assortie d'un retard pur τ la méthode de Broïda consiste à "faire coller" un modèle de la forme $H(p) = \frac{Ae^{-Tp}}{1+\tau p}$ sur la réponse du système. [7]

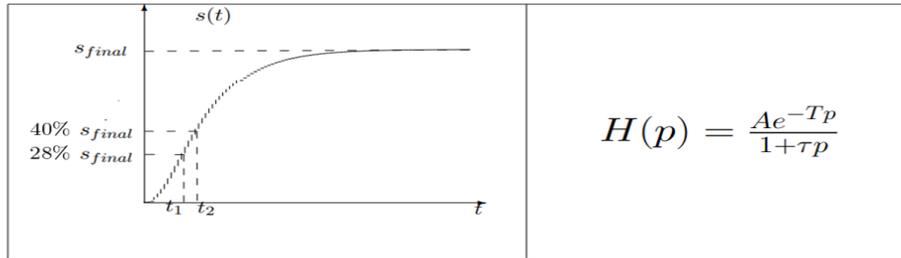


Figure 26: Principe de la méthode de Broïda

Les valeurs de T et de τ sont calculées à partir des relations suivantes :

$$\tau = 5.5 \times (t_2 - t_1)$$

$$T = 2.8 \times t_1 - 1.8 \times t_2$$

En pratique, la prise en compte du retard pur est difficile dans une synthèse de correcteur. On utilise donc l'approximation suivante:

$$H(p) \frac{Ae^{-Tp}}{1 - Tp} \approx \frac{A(1 - Tp)}{1 + \tau p} \approx \frac{A}{(1 + \tau p)(1 + Tp)}$$

Cette approximation reste valable jusqu'à la pulsation $\omega = 1/T$

A partir de la méthode de Broïda on déduit les inconnus (Gv, τ_v, θ_v) dans la fonction de transfert

$$V(s) = \frac{Gv * e^{-\theta v s}}{\tau_v s + 1}$$

Calcule Gv

$$Gv = \frac{\Delta F}{\Delta M} \quad \text{de la courbe on trouve: } \Delta M = 8.8 \text{ div}$$

$$\Delta F = 13.3 \text{ div}$$

$$\Rightarrow Gv = 1.51$$

Calcule τ_v

$$\tau_v = 5.5(t_2 - t_1)$$

$$\Delta t = 0.5 \text{ sec}$$

$$\Rightarrow \tau_v = 5.5 (0.5) = 2.75 \text{ sec}$$

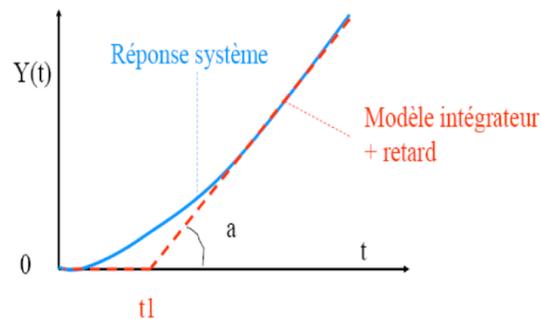
Calcule θ_v

$$\theta_v = 2.8 \cdot t_1 - 1.8 \cdot t_2 = 2 \text{ sec}$$

$$\text{Donc : } V(s) = \frac{1.51 \cdot e^{-2s}}{2.75s+1}$$

9 Méthode rapide pour un système intégrateur ou instable (niveau):

Dans cette méthode la réponse à un échelon d'un procédé intégrateur est sous forme d'une rampe, en régime permanent, l'asymptote de cette réponse est une droite d'équation : $y(t)=a \cdot (t-t_1)$ de pente a et qui coupe l'axe en t_1 . [7]



réponse a un échelon d'un procédé intégrateur

Figure 27: Principe de la méthode rapide

A partir de la méthode rapide et d'après les courbes (Figure 27 et figure 28) on déduit les inconnus (G_p, θ_p) dans la fonction de transfert

- G_p :

$$G_p = \frac{\Delta L / \Delta t}{\Delta F}$$

$$\Delta L = 1.9 \text{ div}$$

$$\Delta t = 15h:00 \text{ min} - 14h:51 \text{ min} = 540 \text{ s}$$

$$G_p = \frac{1.9/0.5}{13.3} = 0.00026$$

- $\theta_p = 3.5 \text{ sec}$

Donc

$$P(s) = \frac{0.00026 * e^{-3.5s}}{s}$$

10 Simulation Matlab

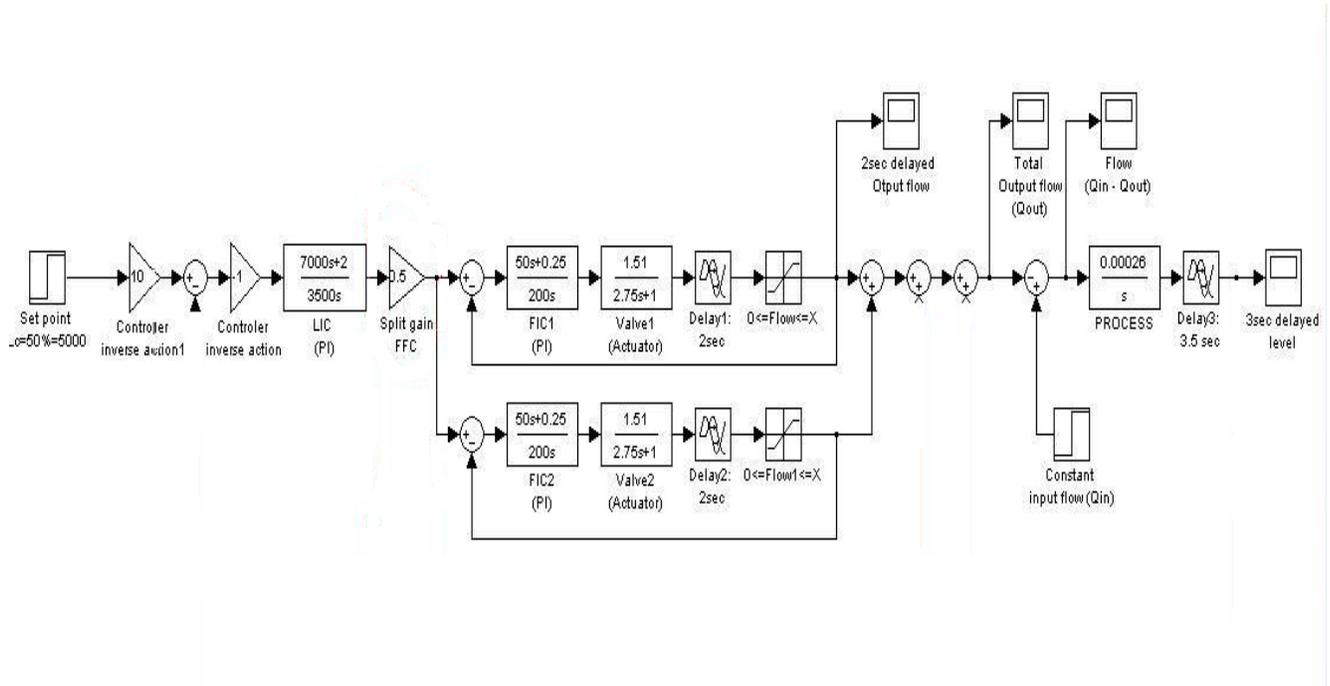


Figure 28: Schéma Bloc de simulation « Simulink »

Les amortissements au démarrage ($t=0$) sont peu importants car on démarre toujours en mode manuel jusqu'à atteindre la consigne de niveau puis on remet en mode automatique.

On lance la simulation et on ouvre les trois fenêtres pour afficher les courbes et on fait la comparaison.

- $Q_{in} - Q_{out} = 0 \implies$ le niveau se stabilise.
- $Q_{in} - Q_{out} < 0 \implies$ le niveau diminue.
- $Q_{in} - Q_{out} > 0 \implies$ le niveau augmente.

En régime statique (permanant) le niveau se stabilise à la consigne et $Q_{in} - Q_{out} = 0$.

C'est-à-dire $Q_{in} = Q_{out}$.

10.1 Lancement de la simulation : Simulink Matlab

Etat actuel : $Q_{in} = 280000 \text{ kg/h} < Q_{out \text{ max}}$ (deux vannes)

L_C (consigne de niveau) = 50%, Débit d'entrée actuel $Q_{in} = 280000 \text{ kg/h}$

Débit max de la vanne $X = 178077 \text{ kg/h}$

Lancement de simulation. Avec $Q_{out \text{ max}} = X * 2 = 356154 \text{ kg/h}$

Si les deux vannes sont capables à 100% d'ouverture de fournir un débit max Q_{out} légèrement supérieur au débit d'entrée Q_{in} donc le système tend vers la stabilisation en régime permanent et le niveau va atteindre la valeur de consigne (système stable)

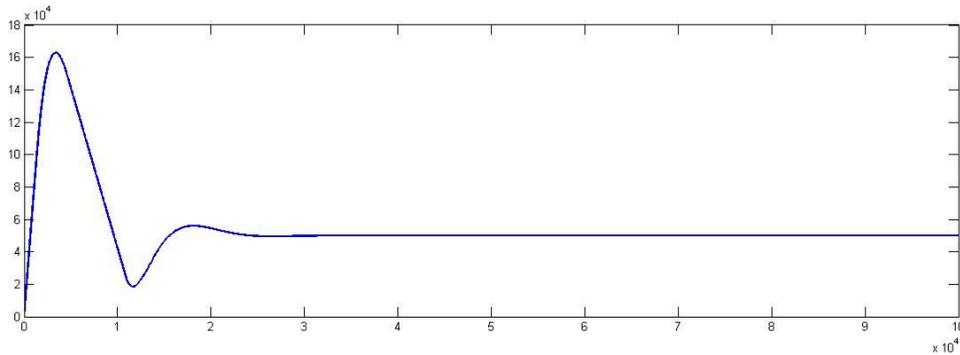


Figure 29: Réponse du niveau état actuel

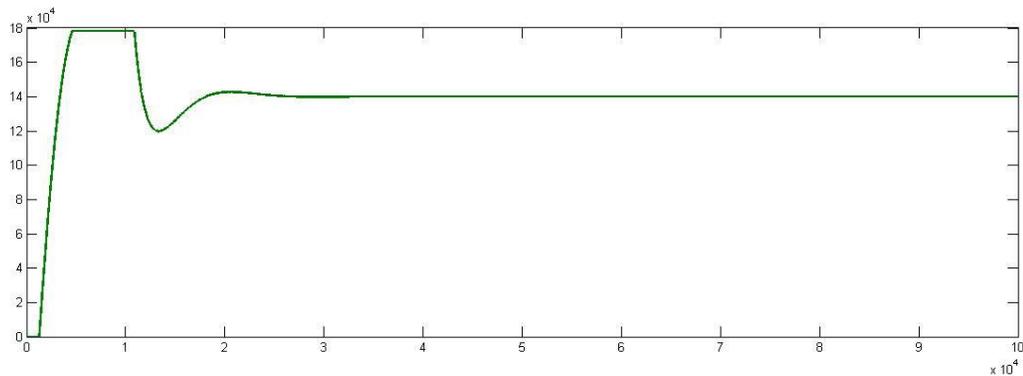


Figure 30: Réponse du Q_{out} (vanne1) état actuel

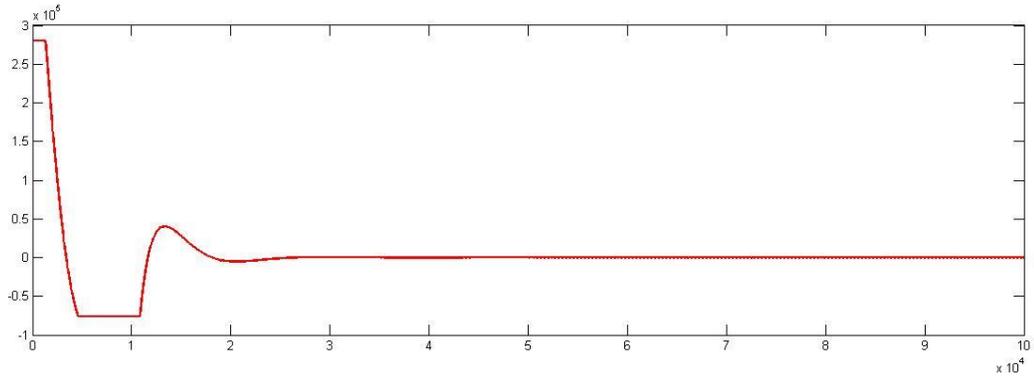


Figure 31: Réponse du Qin-Qout état actuel

10.2 Augmentation du débit d'entrée (ajout de nouveaux puits):

Cas 1: $Q_{in} = Q_{out\ max}$ (deux vannes)= $2.X=356154\ Kg/h$

Si les deux vannes à 100% d'ouverture fournissent un débit max $Q_{out} = Q_{in}$ donc le niveau d'huile ne peut plus atteindre la valeur de consigne, il se stabilise à une valeur plus grande que la consigne.

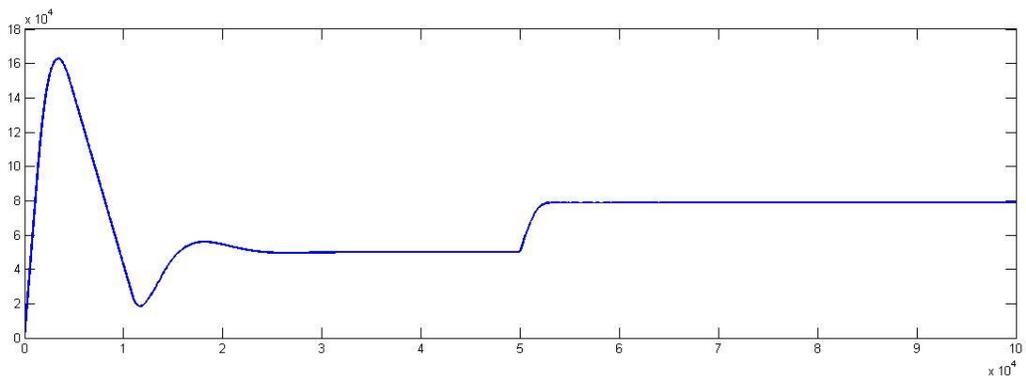


Figure 32: Réponse niveau état actuel

Le niveau ne peut jamais atteindre sa valeur de consigne.

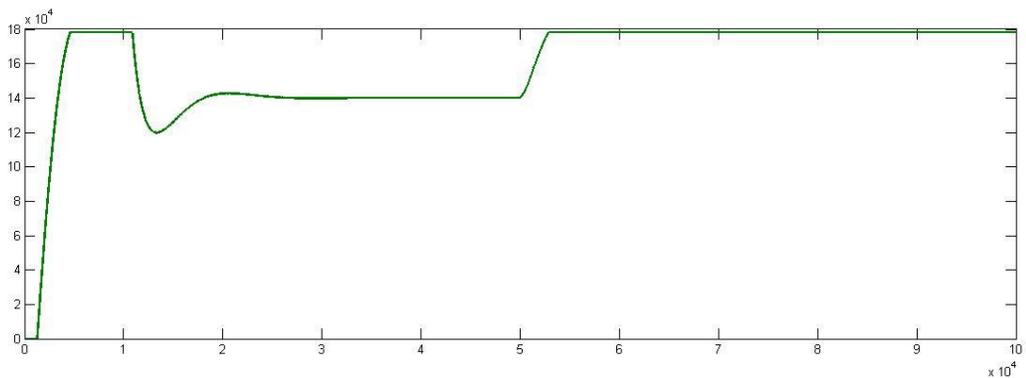


Figure 33: Réponse du Qout(vanne1) état actuel

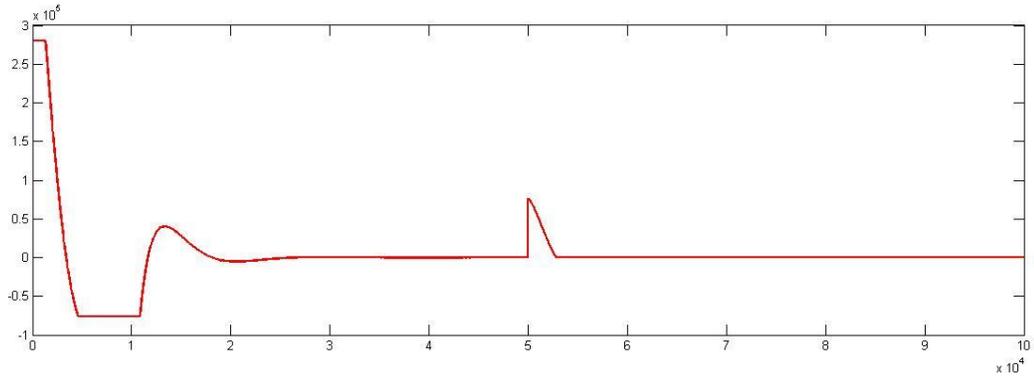


Figure 34: Réponse du Qin-Qout état actuel:

Cas 2: $Q_{in}=400000\text{kg/h} > Q_{out\ max}$ (deux vannes) Si le débit d'entrée est supérieur au débit total max fournit par les deux vannes de régulation ouvertes à 100% donc le système est instable (système intégrateur) et le niveau commence à augmenter dans le ballon pour atteindre la valeur LHH (Level High High) qui enclenche le système de sécurité pour arrêter l'unité.

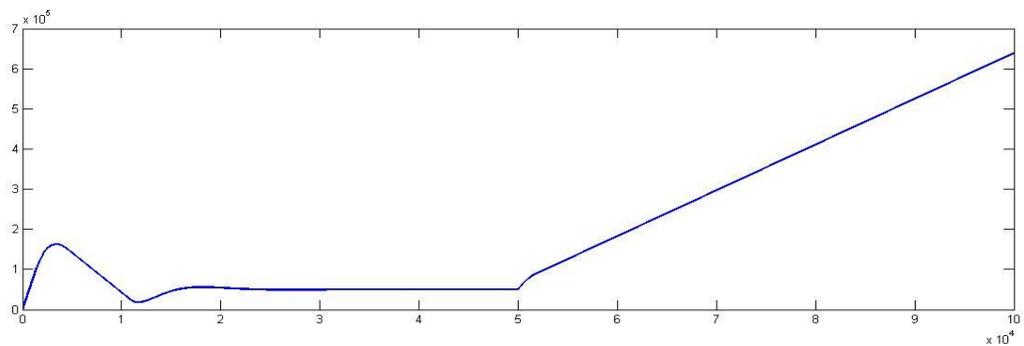


Figure 35: Réponse niveau état actuel

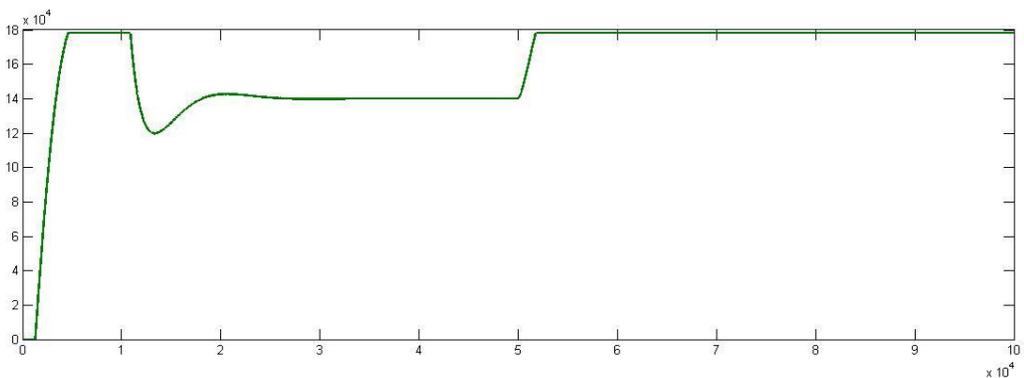


Figure 36: Réponse du Qout (vanne1) état actuel

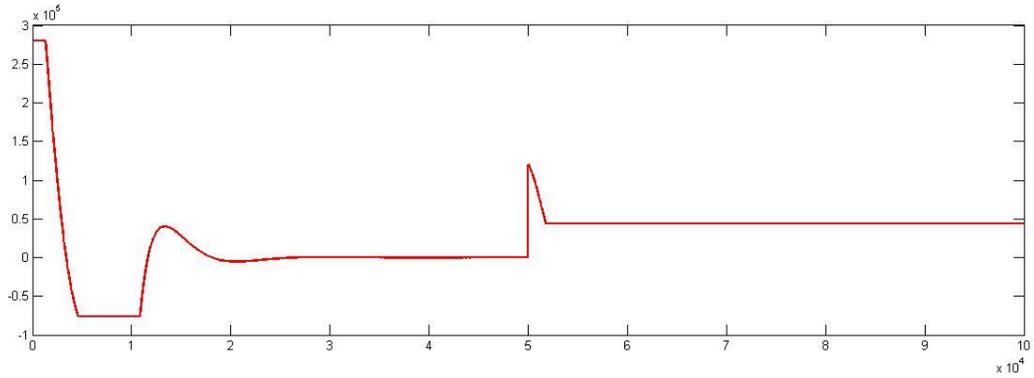


Figure 37: Réponse du Qin-Qout état actuel

11 Solution :

11.1 Option 1

Il est prévu de remplacer les vannes actuelles par deux vannes de C_v ayant une capacité de débit plus importante.

On choisit par exemple $X=250000$ Kg/h et on lance la simulation pour $Q_{in}=400000$ Kg/h.

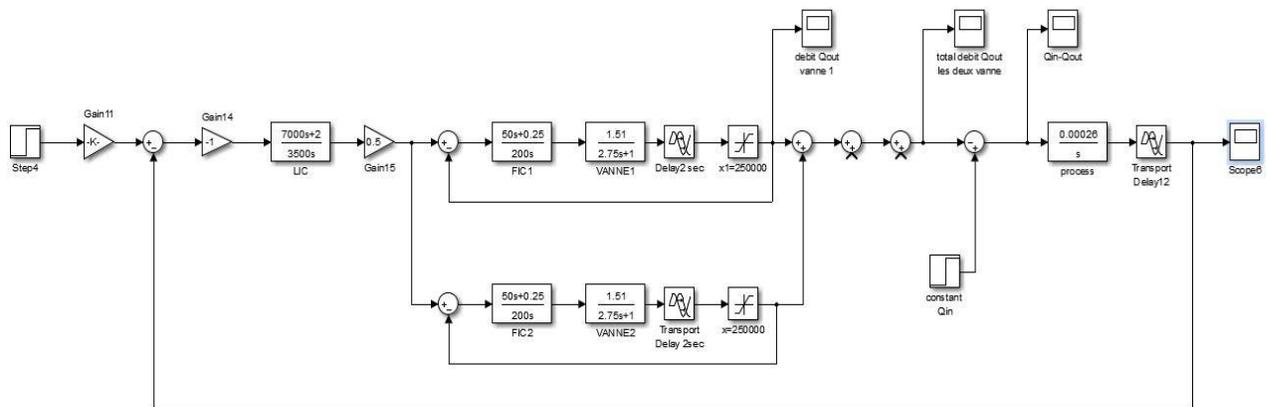


Figure 38: schéma Bloc de simulation avec $x=250000$ « Simulink »

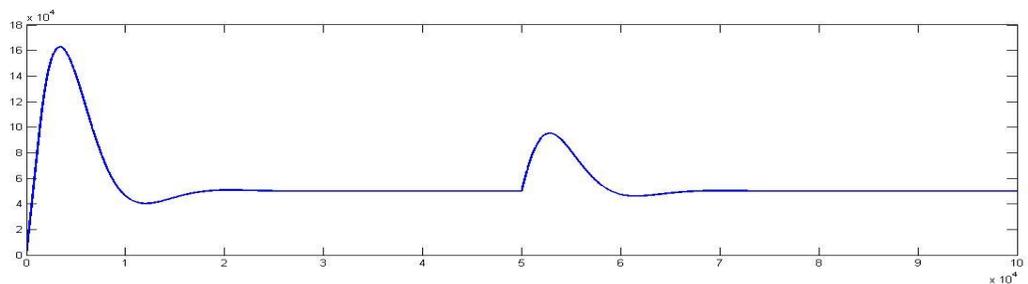


Figure 39: Réponse niveau après solution1

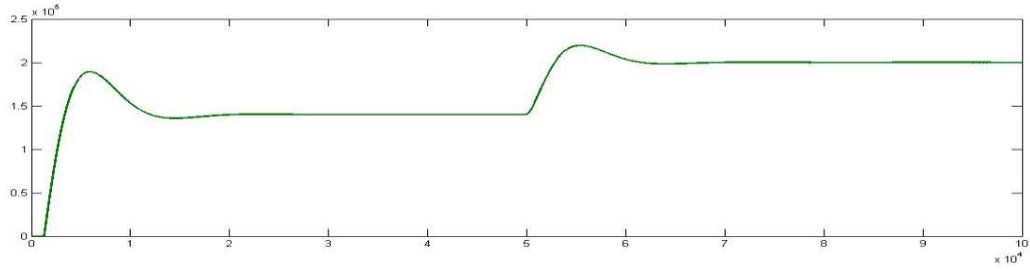


Figure 40: réponse du Qout (vanne1) après solution1

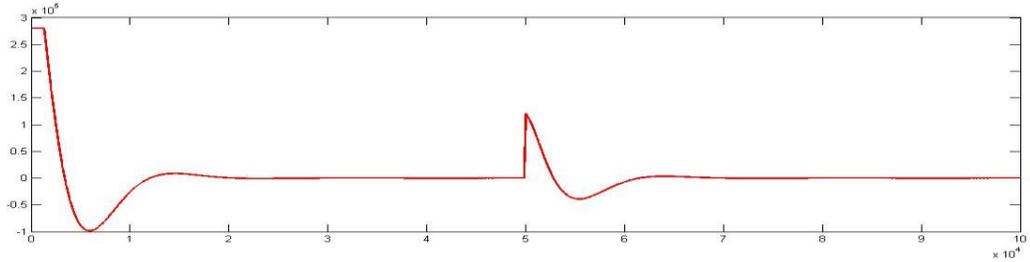


Figure 41: Réponse du Qin-Qout après solution

Problème est résolu et le système devient stable. (le niveau dans le ballon peut atteindre sa valeur de consigne).

11.2 Option 2

Ajout de deux vannes identiques (il faut changer la valeur de FFC de 0.5 à 0.25 car le débit total va être partagé cette fois ci sur les quatre vannes de régulation.

Lancement de la simulation pour et $Q_{in}=400000\text{Kg/h}$

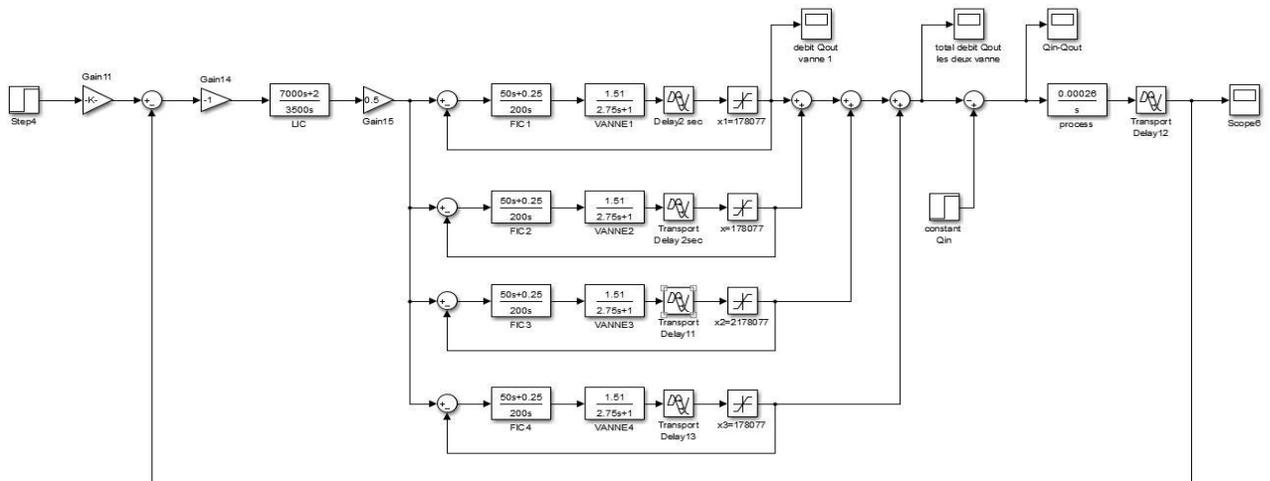


Figure 42: Schéma Bloc de simulation solution avec deux vannes « Simulink »

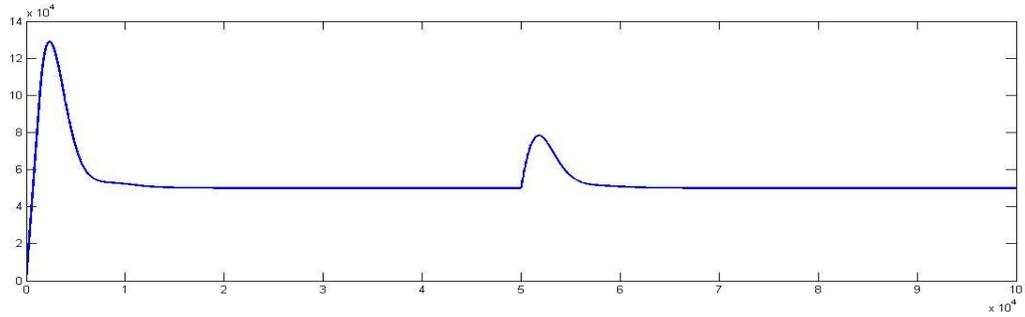


Figure 43: Réponse niveau après solution2

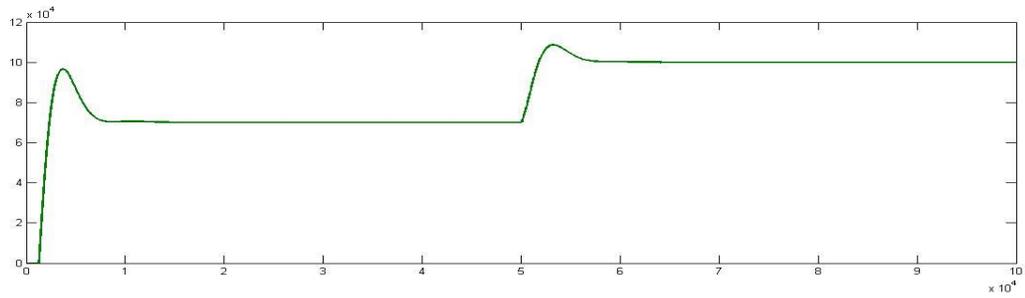


Figure 44: réponse du Qout (vanne1) après solution2

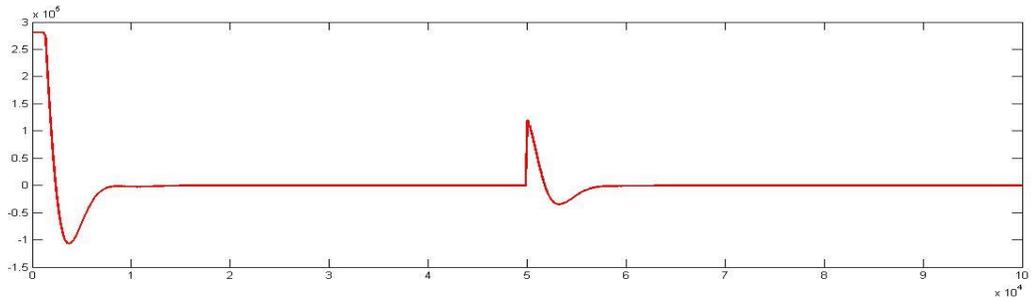


Figure 45: Réponse du Qin-Qout après solution2

Problème est résolu et le système devient stable. (le niveau dans le ballon peut atteindre sa valeur de consigne).

La régulation de processus est essentielle pour maintenir une production efficace et fiable dans l'industrie pétrolière. Dans ce chapitre pratique, nous avons examiné l'objectif du procédé de contrôle dans la séparation de liquides d'hydrocarbures et le principe de régulation utilisé pour maintenir un niveau d'huile spécifié dans le séparateur. La régulation en cascade avec une boucle extérieure de niveau et une boucle intérieure de débit a été utilisée pour atteindre cet objectif.

Conclusion générale :

Le projet que nous avons accompli chez SONATRACH a indubitablement amélioré notre expertise technique en automatisation, en établissant un lien concret entre la théorie et sa mise en pratique concrète sur le terrain.

L'exploitation de puits à partir de sources alternatives peut entraîner des problèmes de régulation de niveau. Nous avons donc principalement contribué à résoudre les ajustements de niveau des liquides dans les réservoirs, Grâce à notre stage, nous avons pu proposer une solution pour réguler le niveau des matières premières lorsque de nouveaux puits sont raccordés au CPF, éliminant ainsi tout risque de problème pouvant affecter le réservoir et le réseau de production.

Des améliorations sont nécessaires pour accroître la productivité dès le début. Nous avons proposé deux solutions pour résoudre le problème de régulation de niveau.

La première implique l'installation de deux vannes parallèles à chaque vanne de sortie, permettant ainsi de partager le flux sur les quatre vannes de contrôle.

La deuxième solution proposée consiste à remplacer les deux vannes par deux vannes plus grandes pour faciliter le passage du liquide, ce qui empêchera les vannes de contrôle d'être saturées ; en fait, la réalisation et la validation de la modélisation de la boucle de contrôle des deux techniques sont réalisables, et le problème de régulation des niveaux sera résolu.

Les deux solutions ont été efficaces pour résoudre les problèmes de régulation, en effet, la première maintient l'homogénéité de l'ensemble du système, en revanche, la seconde méthode modifie les équipements des unités de traitement, ce qui change le modèle global du système,

De ce fait, nous optons à la première solution qui est la plus adéquate et moins chère en termes de coût économique d'implémentation.

Les références

- [1] Adel, A., Bougoffa, D., & Berramadane, M. (2020). Etude comparative entre le MPM et le Séparateur de test (cas de champ El Merk). Thèse de Master, Département de Production des Hydrocarbures, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [2] Antir, M. A., & Khaledimo, M. A. (2017). Contribution à l'amélioration de performance énergétique de la station de pompage du gaz naturel de SONATRACH Hassi Berkine [Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla].
- [3] AMROUS, D. (2015). Etude du système de sécurité et de régulation – partie niveau - du Slug Catcher : Cas de l'installation de traitement d'EL MERK - Groupement Berkine. Mémoire d'Ingénieur d'Etat en QHSE-GRI, ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE.
- [4] Aström, K. J., & Hägglund, T. (1995). PID controllers: theory, design, and tuning. Instrument Society of America.
- [5] Cabodevila, G. Identification des systèmes. École Nationale Supérieure de Mécanique et des Microtechniques, Besançon cedex, France
- [6] Daoud, A. (2014). CPF-EL MERK NGL. Rapport interne du GROUPEMENT BERKINE, Département Instrumentation.
- [7] Systèmes asservis linéaire, L. Harous, M. Djeddi, T. Bahi. OPU, Alger, 1994
- [8] YOKOGAWA - Middle East Process Solutions – Groupement Berkine, 2007.
- [9] Documentation du service d'instrumentation Champe El-Merk,
- [10] Interfaces graphiques du système DCS du Groupement Berkine,2015.
- [11] Central Processing Facility EL MERK, ALGERIA Contract no.: SC4012100, PETROFAC Job no.: JI – 195, SAFETY AND FIRE & GAS SYSTEM, 2012